

# Etude

(F)2503  
22 décembre 2022

## Etude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2021

Article 15/14, § 2, 2 de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de  
produits gazeux et autres par canalisations

Non-confidentiel

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
EXECUTIVE SUMMARY.....	3
INTRODUCTION .....	4
1. IMPORTATION .....	5
1.1. Les différents acteurs sur le marché de l'importation .....	5
1.2. Volumes et prix d'importation .....	6
1.2.1. Long terme .....	6
1.2.2. Bourses .....	7
1.2.3. Prix moyen d'importation pondéré.....	8
2. REVENTE .....	8
2.1. Les différents acteurs sur le marché de la revente .....	8
2.2. Volumes et prix de gros (vente aux fournisseurs).....	9
2.3. Estimation de la marge brute resellers .....	9
3. FOURNITURE.....	10
3.1. Les différents acteurs sur le marché de la fourniture .....	10
3.2. Vente à la clientèle distribution .....	10
3.2.1. Vente aux clients résidentiels et PME (T1-T2-T3) (< 1 GWh/an).....	11
3.2.2. Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh/an (T4 et T5).....	14
3.2.3. Vente aux industries > 10 GWh/an (T6) .....	16
3.3. Vente aux industries sur le réseau de transport .....	21
3.3.1. Composante énergie (direct).....	22
3.3.2. Composante transport (direct).....	25
3.3.3. Composante surcharges (direct) .....	25
3.3.4. Décomposition du prix (direct).....	25
3.4. Estimation des marges brutes de fourniture .....	26
3.4.1. Marge brute de vente sur la clientèle distribution .....	26
3.4.2. Marge brute de vente sur la clientèle transport .....	27
4. LIVRAISON AUX CENTRALES ÉLECTRIQUES .....	28
5. CONCLUSIONS .....	30
5.1. Au niveau des parts de marché .....	30
5.2. Au niveau des prix (uniquement <i>commodity</i> ) .....	31
ANNEXE .....	33

## EXECUTIVE SUMMARY

La présente étude a pour objectif d'analyser le marché, la formation des prix, le niveau de prix, la décomposition du prix et la facturation dans les différents segments (importation, revente, fourniture aux clients résidentiels, industriels et aux centrales électriques) du marché belge du gaz naturel en 2021.

Le marché belge du gaz naturel est très ouvert à la concurrence et comptait 40 fournisseurs actifs en 2021. Les parts de marché des principaux fournisseurs (Engie Electrabel, Total Energies Gas & Power, Eni SpA Belgium Branch, Luminus) affichent une stabilisation voire une légère hausse suivant le segment analysé.

L'étude analyse les prix et les marges brutes de vente sur les différents segments de marché. Par marge brute, on entend la différence unitaire calculée entre les prix de vente et les coûts d'approvisionnement pour chaque segment de marché considéré.

En 2021, pour la première fois, les prix de vente de la molécule de gaz étaient inférieurs sur le segment de la distribution (résidentiel, PME, entreprises et petites industries) par rapport au segment du transport (grandes industries). Ceci est dû principalement à plus grande proportion de contrats à prix fixe présente en distribution conjuguée à la forte hausse des prix de gros fin 2021.

L'étude analyse aussi les paramètres d'indexation utilisés dans le marché. Les paramètres d'indexation utilisés sont les cotations gazières, que ce soit pour l'approvisionnement ou la (re)vente et quel que soit le marché (industriel ou résidentiel). Elles sont devenues la référence dans tous les segments de marché. Les cotations pétrolières ne sont plus utilisées dans les contrats d'approvisionnement à destination du marché belge, et ont également quasiment disparu pour la fourniture à la clientèle industrielle.

Tout comme pour l'étude (F)2307 relative à l'année 2020, la présente étude s'est basée sur les données récoltées auprès des fournisseurs de gaz naturel mais également sur les données du gestionnaire du réseau de transport Fluxys Belgium. Une attention a été portée à la cohérence entre les données Fluxys Belgium et celles des fournisseurs. Ceci a donné lieu à une réallocation de certains volumes rapportés par les fournisseurs, notamment pour les clients industriels et les centrales électriques.

# INTRODUCTION

La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) réalise cette étude dans le cadre de l'article 15/14, § 2, 2°, de la loi gaz du 12 avril 1965 qui stipule que la CREG peut effectuer de sa propre initiative des recherches et des études relatives au marché du gaz naturel.

La loi du 8 juin 2008 portant dispositions diverses, laquelle introduit un mécanisme de monitoring permanent du marché du gaz naturel, a permis à la CREG de demander et d'obtenir les informations souhaitées relatives à l'ensemble du marché du gaz naturel. Après une analyse approfondie, la CREG présente cette étude sur la relation entre les coûts et les prix sur le marché du gaz naturel en 2021. Il s'agit de la septième étude publique sur le marché du gaz naturel après les études suivantes :

- étude (F)2307 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2020 ;
- étude (F)2139 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2019 ;
- étude (F)2020 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2018 ;
- étude (F)1781 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2017 ;
- étude (F)1678 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2016 ;
- étude (F)160825-CDC-1548 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2015 ;
- étude (F)151126-CDC-1485 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2014 ;
- étude (F)141218-CDC-1385 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2013.

Cette étude analyse les prix et les coûts de l'ensemble des acteurs du marché libéralisé sur tous les segments : importation, revente, fourniture aux clients finals (résidentiels et industriels) et livraison aux centrales électriques.

Elle comporte cinq chapitres. Le premier examine les prix d'importation. Le second se penche sur les prix de revente. Le troisième analyse les prix de vente aux clients résidentiels et PME, aux entreprises (entre 1 et 10 GWh/an) et aux industries (tant celles situées sur le réseau de distribution que sur le réseau de transport). Le quatrième examine la livraison aux centrales électriques. Le cinquième et dernier chapitre reprend les principales conclusions.

La présente étude a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 22 décembre 2022.

# 1. IMPORTATION

## 1.1. Les différents acteurs sur le marché de l'importation

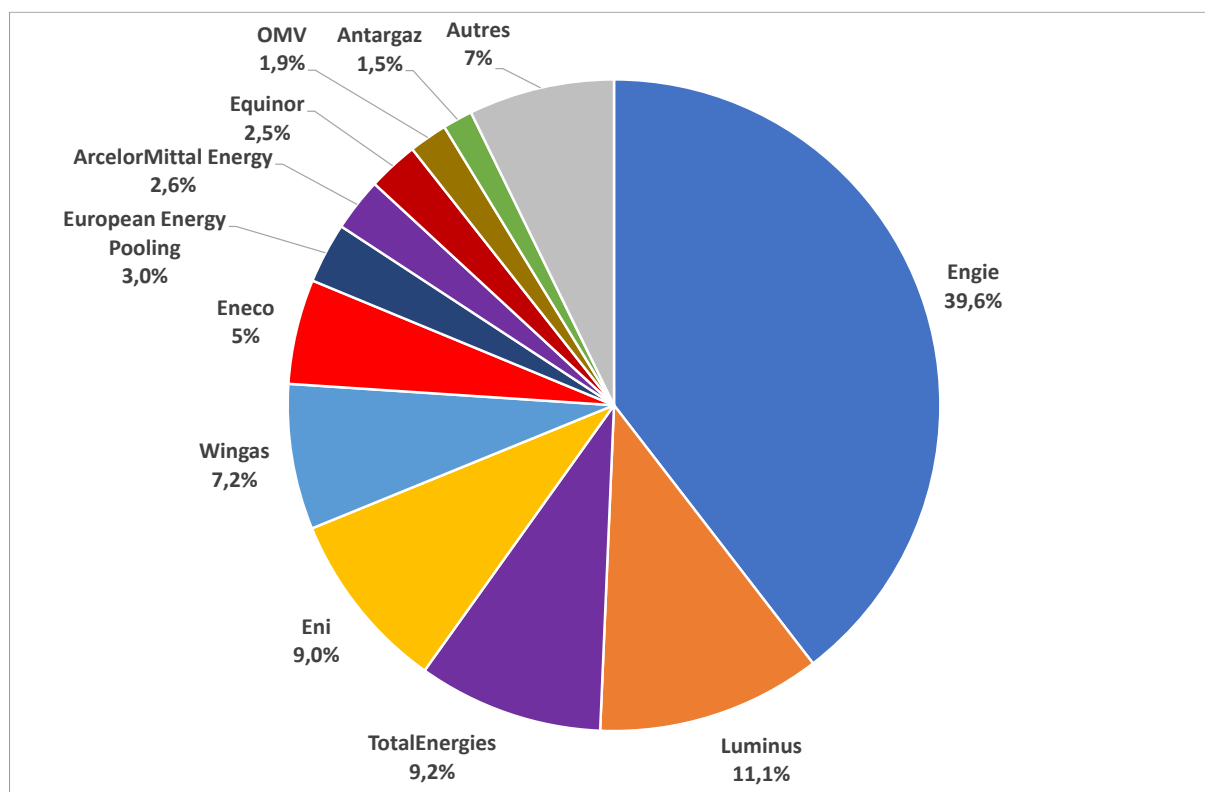
Les entreprises gazières approvisionnent le marché belge soit en concluant des contrats de livraison de gaz naturel avec les entreprises des pays producteurs et/ou avec une entreprise gazière active dans l'importation et/ou en s'approvisionnant sur les bourses.

Les principaux acteurs sur le marché de l'importation en 2021 demeurent Engie, Eni SpA et Luminus. En 2021, les entreprises gazières ont assuré leur approvisionnement principalement via des contrats à long terme avec des producteurs étrangers (en moyenne 50 % des volumes) et en partie via des achats sur les bourses (en moyenne 50 % des volumes).

Les volumes importés dépassent les besoins belges et une partie est destinée aux marchés des pays limitrophes. Il convient donc d'identifier les volumes importés servant exclusivement à l'approvisionnement du marché belge. Pour chaque entreprise gazière prise individuellement, les volumes importés considérés sont dès lors déterminés de la manière suivante. Premièrement, les volumes importés sont plafonnés aux volumes physiques vendus effectivement en Belgique (volume *resellers* + volumes clientèle finale + volume centrales électriques). Deuxièmement, pour éviter un double comptage, les volumes achetés via un contrat *resellers* ne sont pas pris en compte. Enfin, si des contrats sont alloués de manière spécifique à certains segments, il en est tenu compte explicitement.

Les graphiques ci-après montrent la part relative des différents *shippers* dans l'approvisionnement du marché belge établie d'une part sur base du volume transporté (source : Fluxys Belgium) et d'autre part sur base de la méthodologie précitée. Le volume transporté est identique au volume fourni et est de 190 TWh en 2021.

Graphique 1: Parts de marché en 2021 sur base du volume de gaz naturel transporté sur le marché belge (190 TWh)



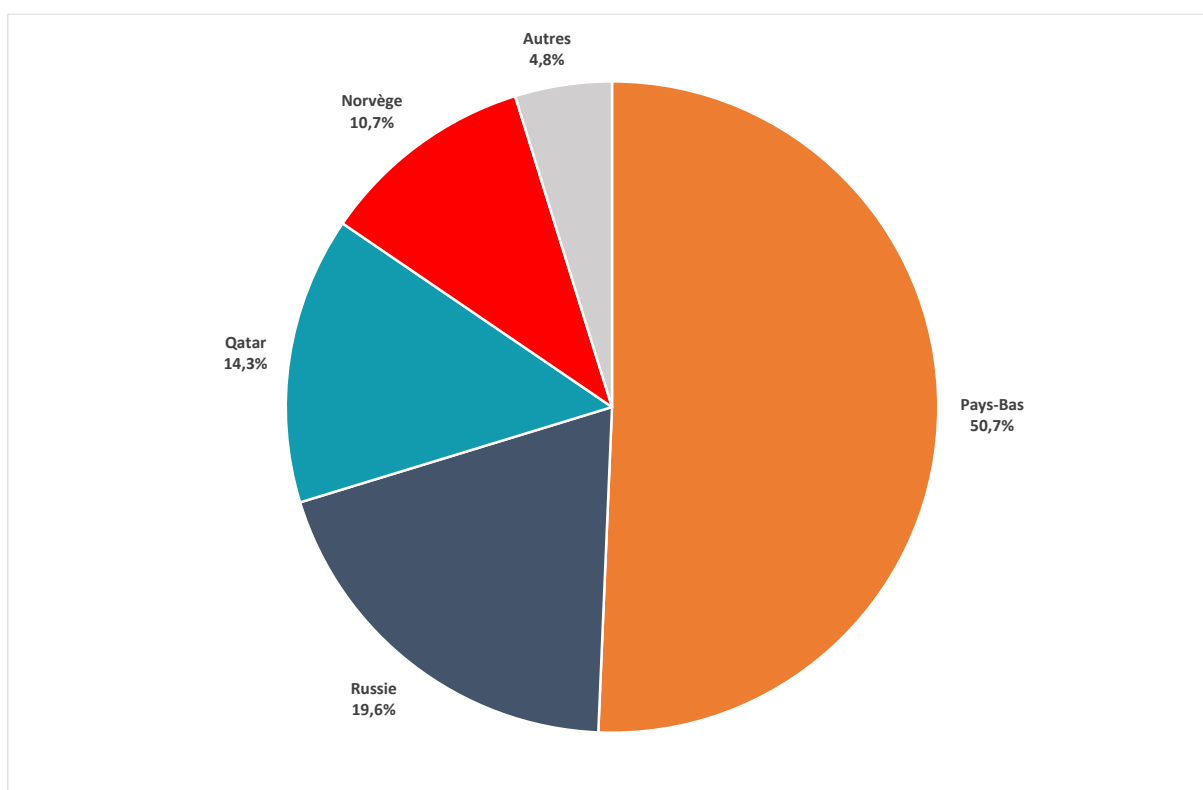
Par rapport à 2020, Engie a vu sa part de marché progresser de 4 %, Wingas de 2,5 % et Eneco de 0,5 %. La part de marché de TotalEnergies baisse de 2 %. Vattenfall qui avait auparavant une part de marché de 4 % s'est retiré du marché belge en 2021. Les parts de marché des autres principaux shippers demeurent relativement stables. Les données relatives à ce graphique prennent uniquement en considération le volume acheminé via le réseau du gestionnaire de transport Fluxys Belgium.

## 1.2. Volumes et prix d'importation

### 1.2.1. Long terme

En ce qui concerne les contrats à long terme (durée supérieure ou égale à un an), le portefeuille d'approvisionnement en volume (MWh), sur base du volume fourni, des importateurs provient des pays suivants :

Graphique 2: Provenance du gaz naturel acheté à long terme en 2021 (115 TWh)



En 2021, les approvisionnements viennent principalement des Pays-Bas, de Russie (via l'Allemagne), du Qatar (GNL) et de Norvège. Ces pourcentages sont issus des données de reporting fournies par les principaux fournisseurs actifs sur le marché belge, soit directement soit via leur filiale ou leur succursale. Il convient de prendre ces volumes avec prudence et de les mettre en parallèle avec ceux de la note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges du gaz naturel en 2021<sup>1</sup>.

Les approvisionnements à long terme assurent environ 60 % (115 TWh) des besoins en gaz naturel du marché belge (190 TWh) en 2021. Il s'agit bien du volume destiné aux clients finals (clients résidentiels,

<sup>1</sup> Voir <https://www.creg.be/fr/publications/note-z2328>. Dans cette note tenant compte des flux entrant et sortant, c'est la Norvège qui apparaît comme ayant le flux net le plus important pour notre pays.

entreprises, centrales électriques) en Belgique. Les volumes importés en Belgique en vue de la revente à l'étranger ont été neutralisés.

Les standards d'indexation pour les contrats à long terme sont désormais quasi exclusivement les cotations gazières, alors qu'historiquement on relevait trois types d'indexation : pétrole, gaz et charbon.

Pour l'approvisionnement du marché belge, il n'existe sur base des données reçues des fournisseurs, plus aucun contrat basé sur les indexations pétrolières. Tous les contrats actuels destinés au marché belge sont désormais indexés sur une base gazière (HUB Zeebrugge ou TTF).

Le prix d'achat moyen pondéré, toutes catégories confondues, des importations à long terme en Belgique, était de **27,2 €/MWh** en moyenne en 2021.

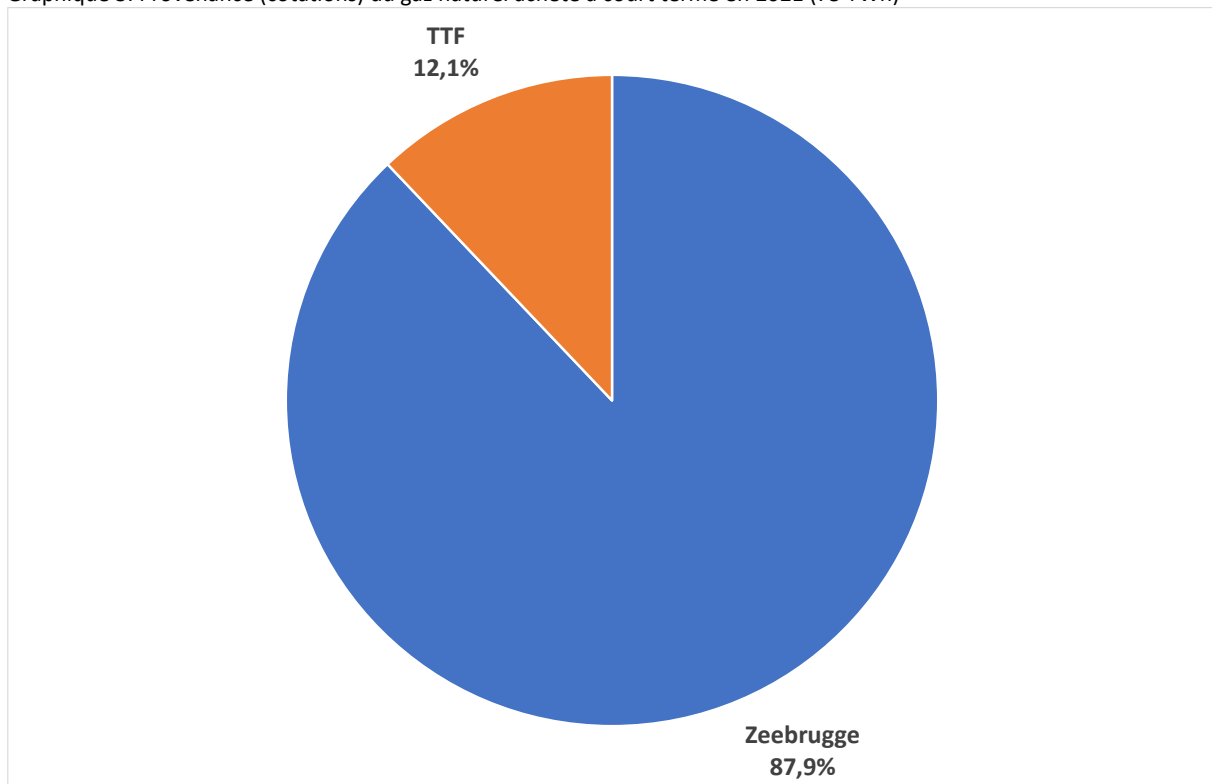
### 1.2.2. Bourses

En 2021, les achats sur les bourses assurent 40 % (75 TWh) des besoins du marché belge. En réalité, le volume acheté sur ce marché est supérieur mais la majeure partie est revendue dans le cadre de l'arbitrage ou acheminée vers l'étranger.

Le prix d'achat moyen des importations sur les bourses était de **37,4 €/MWh** en 2021. Le prix supérieur des bourses par rapport aux prix des contrats de long terme est dû notamment à l'utilisation par un nombre limité de fournisseurs de cotations *forward* annuelles qui étaient plus onéreuses que les cotations journalières ou mensuelles en 2021. La plupart des fournisseurs utilisent néanmoins des cotations mensuelles ou journalières pour l'achat sur les bourses.

88 % des volumes sont achetés via une cotation Zeebrugge et 12 % via une cotation TTF (Pays-Bas).

Graphique 3: Provenance (cotations) du gaz naturel acheté à court terme en 2021 (75 TWh)



### 1.2.3. Prix moyen d'importation pondéré

Au final, les prix d'importation moyens pondérés (long terme pondéré pour 60 % des volumes d'un niveau de 27,2 €/MWh et court terme pondéré pour 40 % des volumes d'un niveau de 37,4 €/MWh) se sont élevés en moyenne à **31,7 €/MWh** en 2021.

Ce prix moyen pour 2021 est en hausse de 20 €/MWh par rapport à 2020 (11,7 €/MWh).

Le prix moyen pour 2022 sera nettement plus élevé en raison des cotations gazières qui ont dépassé le cap de 100 €/MWh dès janvier 2022<sup>2</sup>.

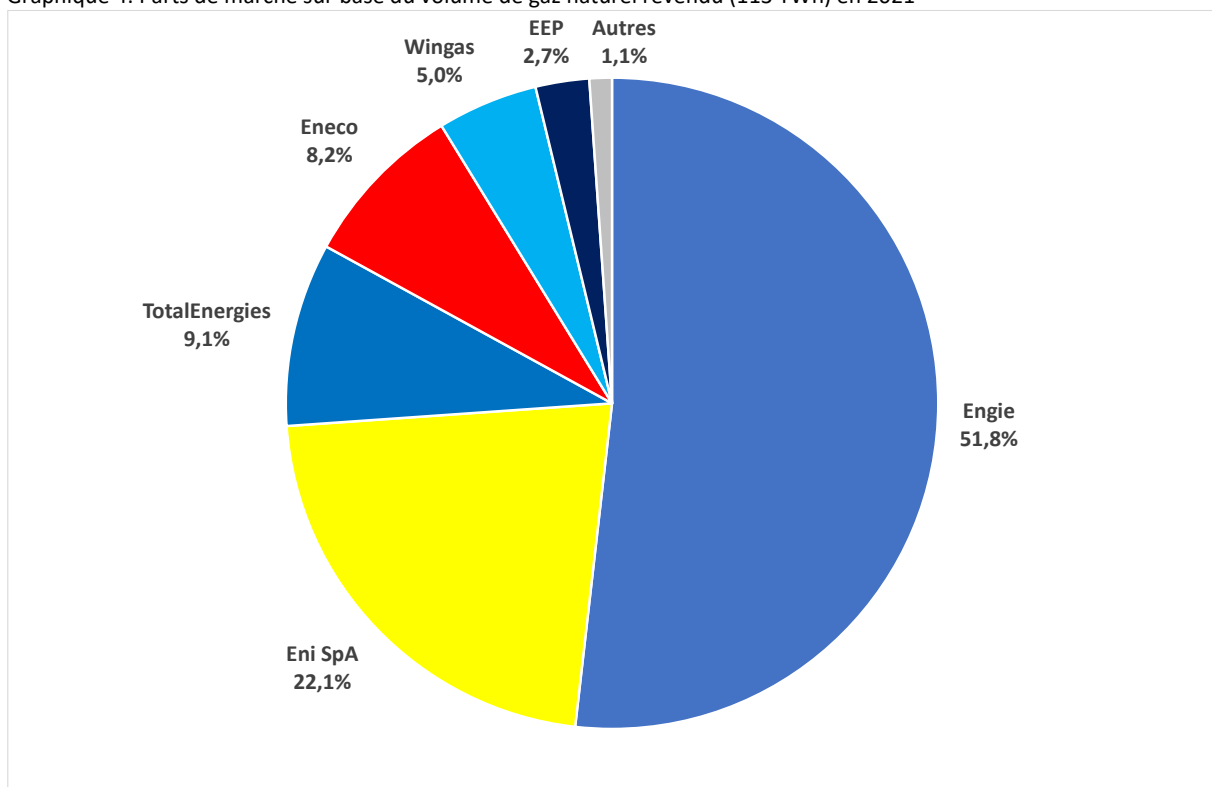
## 2. REVENTE

### 2.1. Les différents acteurs sur le marché de la revente

Le marché de la revente (*resellers*) comprend les volumes de gaz naturel revendus à d'autres entreprises gazières en vue d'alimenter des clients finals. Le principal acteur en volume sur le marché de la revente<sup>3</sup> est Engie qui assure la fourniture de gaz naturel à sa filiale belge. En termes de volume, les activités de revente se réalisent principalement au sein d'un même groupe.

Le graphique ci-après montre l'importance relative des différents importateurs dans l'activité de revente aux fournisseurs sur le marché belge.

Graphique 4: Parts de marché sur base du volume de gaz naturel revendu (113 TWh) en 2021



<sup>2</sup> Voir <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Tarifs/GasQuotations-FR.pdf>

<sup>3</sup> Equinor n'est pas repris dans ce graphique car elle livre la plupart de ses volumes à des importateurs.



## 2.2. Volumes et prix de gros (vente aux fournisseurs)

La plupart des contrats *resellers* sont principalement indexés sur des cotations gazières, reflétant ainsi les conditions d'approvisionnement. Les seuls contrats de revente à prix fixe étaient ceux destinés aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD).

Certains contrats *resellers* sont par contre uniquement basés sur les coûts d'achat plus une éventuelle marge de revente. C'est notamment le cas de certains contrats entre la maison mère et la filiale.

La CREG opère deux distinctions en termes de revente. Premièrement, une distinction entre contrat établi au sein d'un même groupe ou hors groupe. Deuxièmement, une distinction entre volume destiné au transport et volume destiné à la distribution.

### ***Contrats resellers au sein d'un même groupe***

Le prix moyen pondéré de ces contrats en 2021 était de 36,2 €/MWh. Une partie du volume livré dans ce cadre est destinée à la fourniture de la clientèle transport (29,5 €/MWh). L'autre partie est destinée à la revente à la clientèle distribution (40,4 €/MWh).

### ***Contrats resellers entre entreprises sans lien particulier***

Le prix moyen pondéré de ces contrats en 2021 était en moyenne également de 38,6 €/MWh. L'intégralité du volume livré dans ce cadre est destinée à la clientèle sur le réseau de distribution.

### ***Contrats resellers grands clients***

Le prix moyen pondéré de ces contrats en 2021 était de 29,5 €/MWh. Il s'agit uniquement dans ce cas de vente intra groupe pour des volumes destinés à la clientèle industrielle.

### ***Contrats resellers distribution***

Le prix moyen pondéré de ces contrats en 2021 était en moyenne de 40,1 €/MWh. Il s'agit de vente intra groupe (40,4 €/MWh) pour l'essentiel et de vente extra groupe (38,6 €/MWh) pour le reste. Pour la revente sur le réseau de distribution, le prix de revente extra groupe est donc quelque peu inférieur aux prix de revente intra groupe. Certains *resellers* pratiquent en outre des prix différents suivant que le volume de vente est destiné à la clientèle résidentielle ou professionnelle.

### ***Moyenne contrat resellers***

Les contrats de revente intra-groupe représentent 91 % de l'ensemble des contrats de revente en volume. Le prix moyen pondéré pour la revente est ainsi de **36,4 €/MWh**. Ce prix est à mettre en parallèle avec le prix d'importation moyen de 31,7 €/MWh.

## 2.3. Estimation de la marge brute resellers

L'écart entre le prix de revente moyen et le prix d'importation moyen était en moyenne de 4,7 €/MWh (36,4 – 31,7). En 2020, ce delta était de 0,3 €/MWh.

## **3. FOURNITURE**

### **3.1. Les différents acteurs sur le marché de la fourniture**

Les entreprises présentes sur les segments de l'importation et la revente sont généralement également actives sur le marché de la fourniture, soit par elle-même soit via leur filiale ou succursale. D'autres entreprises sont quant à elles uniquement présentes sur le marché de la fourniture.

L'activité de fourniture vise la livraison de gaz naturel aux clients finals (entreprises et particuliers). La fourniture de gaz naturel aux centrales électriques est abordée au chapitre suivant. Pour la catégorisation des volumes relatifs aux centrales électriques d'une part et à l'industrie d'autre part, la présente étude a retenu les mêmes catégories que celles reprises par le gestionnaire du réseau de transport Fluxys Belgium.

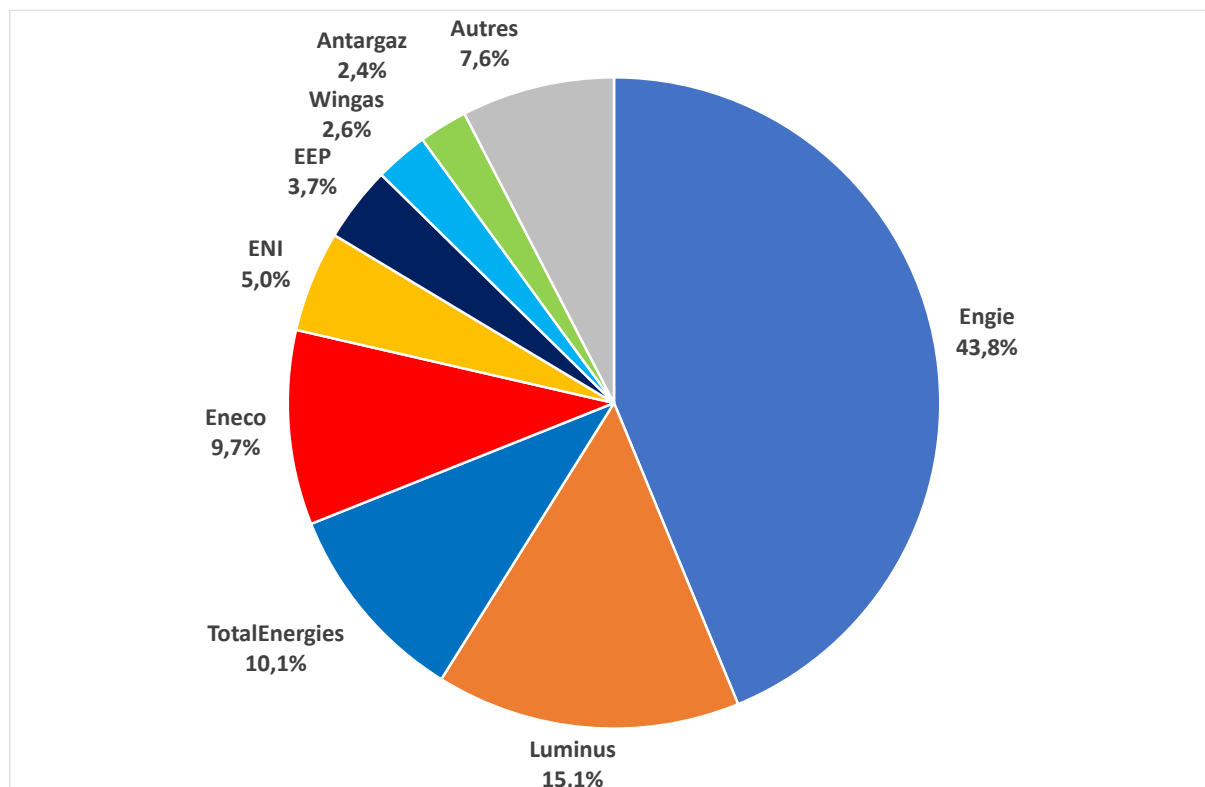
L'étude analyse de manière plus détaillées les catégories suivantes :

- clients distribution :
  - résidentiels et PME < 1 GWh/an ;
  - entreprises entre 1 et 10 GWh/an ;
  - industries > 10 GWh/an ;
- clients directs transport.

### **3.2. Vente à la clientèle distribution**

Pour le marché global de la clientèle distribution, aucune entreprise ne possède plus de la moitié du marché. Engie Electrabel domine néanmoins nettement le marché de la distribution avec une part de marché de près de 44 % suivi par Luminus avec 15 %, et ensuite TotalEnergies et Eneco avec environ 10 % chacun. Parmi les fournisseurs ayant plus de 2 % de parts de marché au niveau national en distribution, on retrouve ensuite Eni SpA Belgium Branch, European Energy Pooling (EEP) qui est essentiellement actif comme revendeur, Wingas et enfin Antargaz. Les fournisseurs historiques Engie Electrabel et Luminus ont vu leur part de marché augmenter légèrement en 2021.

Graphique 5: Parts de marché en 2021 sur base du volume de gaz naturel fourni sur les réseaux de distribution (102 TWh)



### 3.2.1. Vente aux clients résidentiels et PME (T1-T2-T3) (< 1 GWh/an)

La vente à la clientèle de moins de 1 GWh/an sur le réseau de distribution a atteint 64,5 TWh en 2021, en hausse de 2,5 TWh par rapport à 2020. L'année 2021 était plus froide que l'année 2020 en termes de degrés-jours.<sup>4</sup>

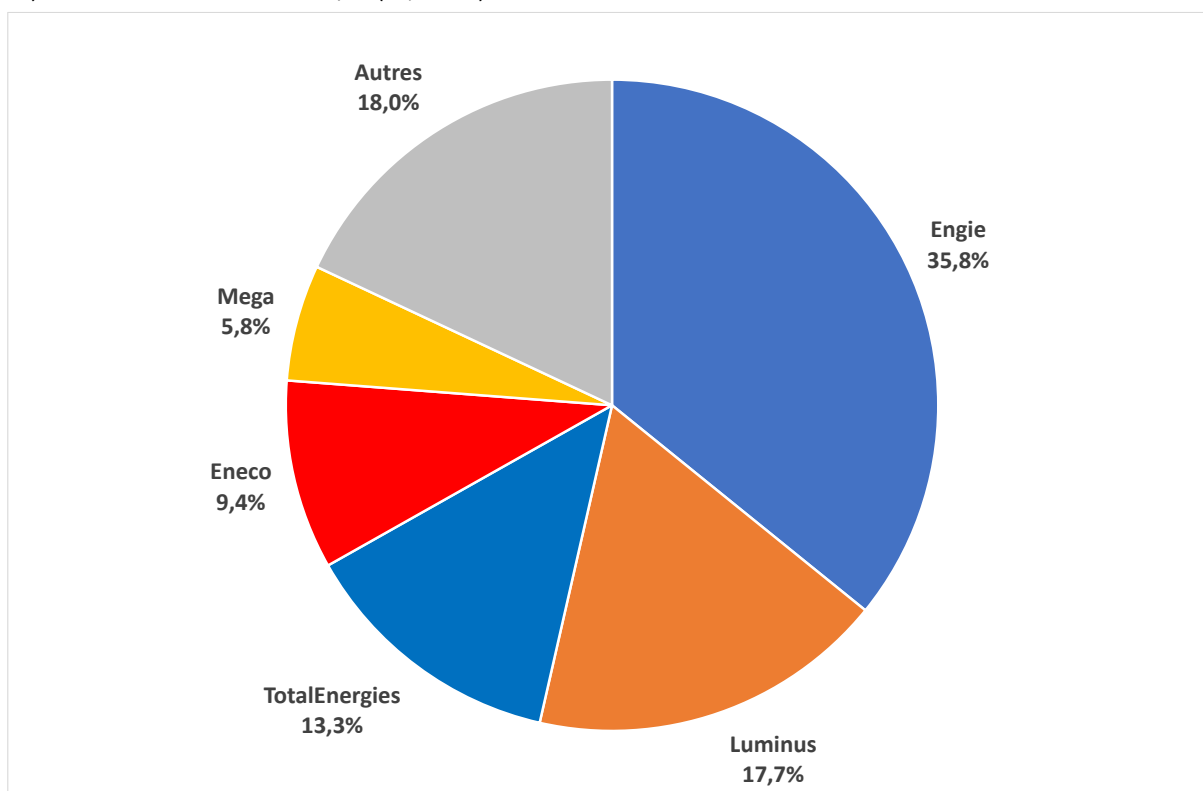
L'évolution du prix de vente à la clientèle résidentielle et PME fait l'objet d'un suivi disponible sur le site de la CREG<sup>5</sup>. Ce suivi se concentre sur la composante énergie (hors tarifs de réseaux et taxes).

Le graphique ci-après montre l'importance relative des différents fournisseurs sur le marché de la fourniture aux clients consommant moins de 1 GWh/an sur le réseau de distribution. Cela concerne principalement la clientèle résidentielle (surtout catégories T1 et T2) et PME (surtout catégories T2 et T3) pour le solde. Les deux acteurs les plus importants (Engie Electrabel et Luminus) ont ensemble près de 55 % de parts de marché en volume sur ce segment en 2021.

<sup>4</sup> Le nombre de degrés-jours a été de 2.286 en 2021 (contre 1.867 en 2020, 2.076 en 2019, et 2.091 en 2018), voir plus d'informations à ce sujet sur <https://www.synergrid.be/fr/centre-de-documentation/statistiques-et-donnees/degres-jours>

<sup>5</sup> <http://www.creg.be/fr/professionnels/fonctionnement-et-monitoring-du-marche/tableau-de-bord-infographies-et-note>

Graphique 6: Parts de marché en 2021 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients résidentiels et aux PME (T1-T2-T3) consommant moins de 1 GWh/an (64,5 TWh)



### 3.2.1.1. Composante énergie (T2)

Cette étude analyse en particulier la partie libéralisée du marché, donc le prix de la composante énergie (hors tarifs de réseau). En 2021, cette composante énergie en gaz naturel constitue un peu près de 65 % du prix payé par un client résidentiel T2.

En 2021, les contrats à prix fixe constituent plus de 60 % des contrats sur ce segment et les contrats à prix variables représentent moins de 40 %. Pour l'analyse des formules de prix, on se limite aux formules variables des fournisseurs actifs sur le marché résidentiel. La plupart des fournisseurs proposent plusieurs formules à prix variable et/ou à prix fixe.

Pour l'analyse des marges définie comme la différence unitaire calculée entre les prix de vente et les coûts d'approvisionnement, la totalité des produits a été prise en compte.

Les prix sont composés d'une redevance fixe en €/an et d'un terme proportionnel en c€/kWh.

Pour ce qui concerne les tarifs variables, tous les fournisseurs sur le marché résidentiel ont utilisé une indexation uniquement gazière conformément à l'arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant la liste exhaustive des critères admis pour l'indexation des prix du gaz naturel par les fournisseurs.

Les formules indexées sur les cotations gazières des fournisseurs en 2021 se basent sur les cotations suivantes : TTF103<sup>6</sup>, TTF101<sup>7</sup>, ZTP *day ahead*<sup>8</sup> ou encore HUB (103 ou 303)<sup>9</sup>.

Le prix de vente résidentiel moyen pondéré pour la composante énergie est de **31,1 €/MWh** en 2021 (contre 22,8 €/MWh en 2020).

Le prix moyen de vente était de 26,7 €/MWh pour le fournisseur le moins cher et de 36,1 €/MWh pour le fournisseur le plus cher.

#### 3.2.1.2. Composante transport (T2)

La composante transport est estimée par le gestionnaire du réseau de transport Fluxys Belgium à un montant de 1,46 €/MWh en 2021<sup>10</sup>. Depuis 2016, les fournisseurs doivent mentionner de manière séparée la composante transport et la composante énergie qui étaient auparavant facturées de manière conjointe.

#### 3.2.1.3. Composante distribution (T2)

Cette composante varie suivant les zones de distribution. Elle se compose d'une redevance fixe et d'un terme variable. Le tarif moyen pour un client résidentiel chauffage de 23.260 kWh est de 14,3 €/MWh.

#### 3.2.1.4. Composante surcharges (T2)

Les surcharges au niveau fédéral en 2021 étaient composées de la cotisation énergie (0,9978 €/MWh) et de la cotisation fédérale (0,6482 €/MWh). La somme de ces surcharges au niveau national est de 1,65 €/MWh en 2021.

A cela s'ajoute la redevance de raccordement en Wallonie de 0,075 €/MWh.

La cotisation fédérale et la redevance de raccordement sont exemptées de TVA.

Certaines surcharges (pensions, impôt des personnes morales, impôt des sociétés, redevance de voirie) sont imputées dans la composante distribution.

---

<sup>6</sup> TTF103 : moyenne arithmétique exprimée en €/MWh pour les contrats futurs de gaz naturel aux Pays-Bas *quarter ahead end of day* (jours ouvrables) sur <http://data.theice.com> pour le mois qui précède le trimestre civil de fourniture.

<sup>7</sup> TTF101 : moyenne arithmétique exprimée en €/MWh pour les contrats futurs de gaz naturel aux Pays-Bas *month ahead end of day* (jours ouvrables) sur <http://data.theice.com> pour le mois qui précède le mois de fourniture.

<sup>8</sup> ZTPda : moyenne pondérée exprimée en €/MWh des cotations Zeebrugge Trading Point (ZTP) Daily Average (da) Price durant le mois ou le trimestre de fourniture, pondération au profil S41 (S41 = SLP Gaz Naturel - Résidentiel). Le paramètre ZTP est la moyenne pondérée volumique des prix journaliers du mois ou du trimestre de fourniture et n'est donc connu que lorsque le mois ou le trimestre de livraison est révolu.

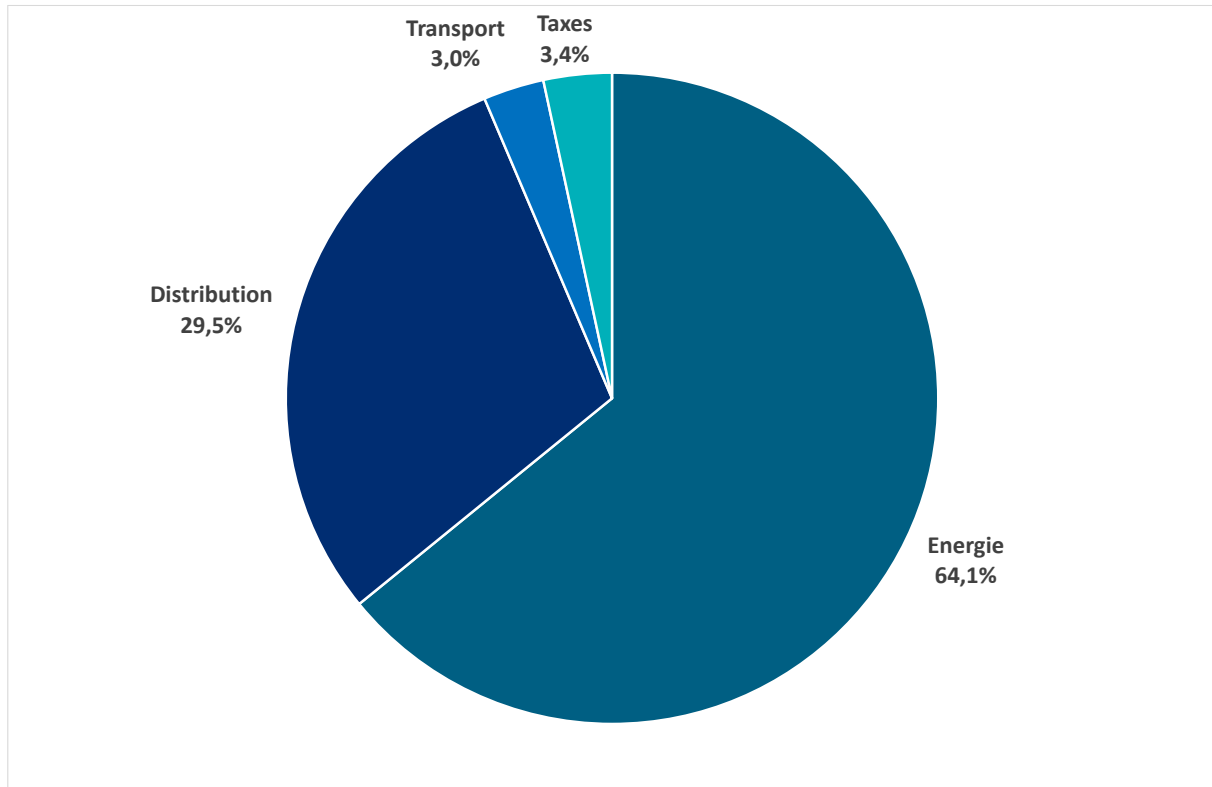
<sup>9</sup> HUB303 : moyenne arithmétique exprimée en €/MWh pour les contrats futurs de gaz naturel à Zeebrugge *quarter ahead end of day* (jours ouvrables) publié initialement en p/th dans la revue European Spot Gas Markets (ESGM) de ICIS Heren Limited pour le trimestre qui précède le trimestre civil de fourniture. L'indice p/th est converti en €/MWh sur base de la moyenne mensuelle des cours de change €/£ du mois antérieur publiés par la BCE pour un coefficient de conversion 1 therm (15° C) = 0,0293071 MWh (25° C).

<sup>10</sup> voir [https://www.fluxys.com/fr/products-services/empowering-you/tariffs/tariff\\_fluxys-belgium-domestic-2021](https://www.fluxys.com/fr/products-services/empowering-you/tariffs/tariff_fluxys-belgium-domestic-2021)

### 3.2.1.5. Décomposition du prix (T2)

La composante énergie (64 % du total hors TVA) demeure de loin la plus importante dans le prix total. Le graphique ci-après présente la décomposition du prix HTVA pour un client chauffage résidentiel de 23.260 kWh.

Graphique 7: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client T2 en 2021 (prix HTVA)



### 3.2.2. **Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh/an (T4 et T5)**

Les principaux fournisseurs présents sur ce segment sont les mêmes que ceux présents sur le marché résidentiel, à savoir Engie Electrabel, Total Energies, Luminus et Eneco. On y retrouve également des fournisseurs uniquement actifs sur le marché des entreprises comme ENI, VEB ou Scholt. Le graphique ci-après montre les parts de marché. Ce segment regroupe les entreprises de type T4 et T5 connectées au réseau de distribution.

Seule une petite partie des consommations industrielles proviennent de ce sous-segment qui représente 14 TWh en 2021.

Le marché des entreprises dont la consommation est située en 1 et 10 GWh/an se divise en deux sous-segments, à savoir la clientèle MMR T4 (12,5 TWh) et la clientèle AMR T5 (1,5 TWh).

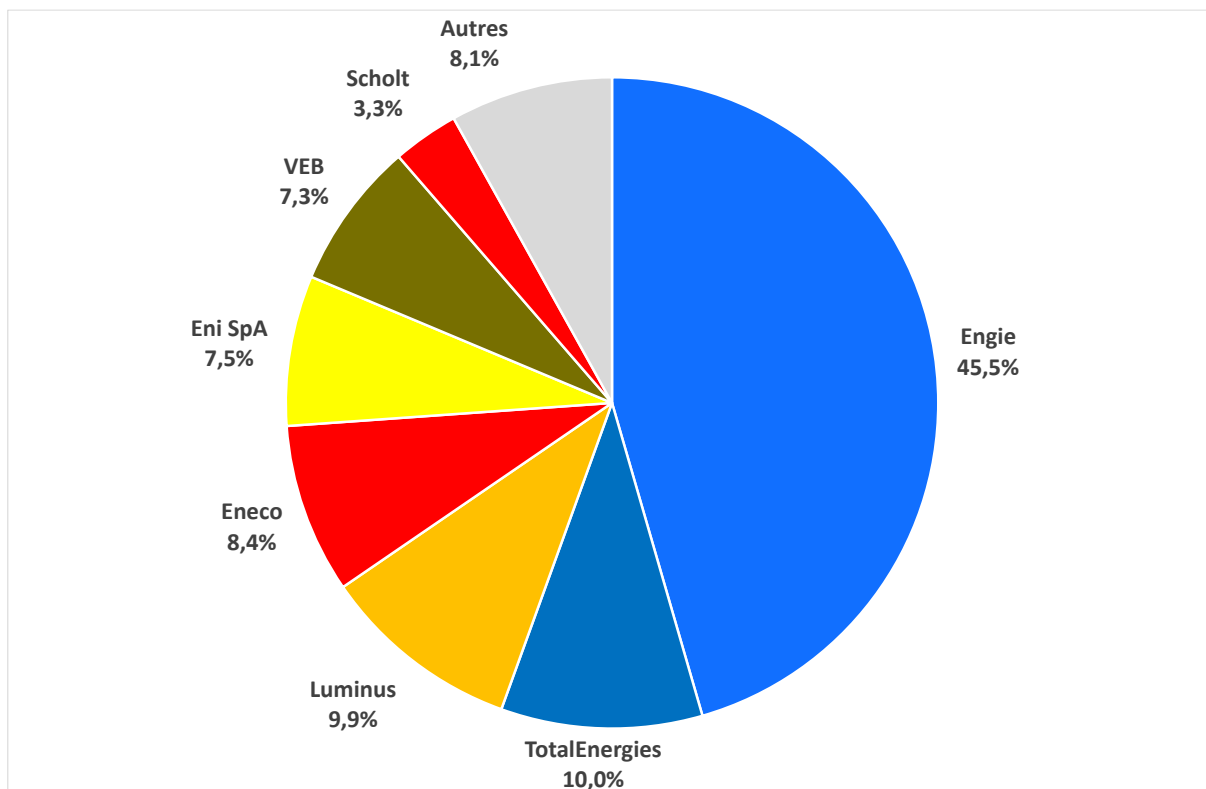
Le volume de consommation moyen est situé entre 2 et 3 GWh par an aussi bien pour un T4 qu'un T5. La seule différence entre ces deux catégories a trait au mesurage.

Un client T4 est un client à relevé mensuel (MMR) alors qu'un client T5 est télérelevé (AMR). Certains GRD n'ont pas de client T5 dans leur zone. Généralement, les compteurs télémesurés équipent les

grands clients industriels consommant plus de 10 GWh/an. Les clients résidentiels et PME sont généralement à relevé annuel (YMR), certaines PME ayant cependant un relevé mensuel (MMR).

Les tarifs de distribution sont également établis différemment pour ces deux catégories T4 et T5 mais les prix moyens sont par contre relativement identiques.

Graphique 8: Parts de marché en 2021 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients finals avec un volume de consommation annuel compris entre 1 et 10 GWh/an (14 TWh)



#### 3.2.2.1. Composante énergie (T4)

Contrairement aux prix de vente sur le marché résidentiel, les prix sur ce marché sont des prix négociés entre acheteur et fournisseur. Le prix de vente moyen pondéré pour la partie énergie se situe à **24,9 €/MWh** en 2021 (contre 18,1 €/MWh en 2020).

#### 3.2.2.2. Composante transport (T4)

Le prix moyen pour la composante transport de cette clientèle est de 0,5 €/MWh. Un certain nombre de contrats prévoient encore une facturation conjointe des composantes transport et énergie. Bien qu'il n'existe d'obligation légale de facturation séparée de l'énergie et du transport comme cela est le cas pour la clientèle de moins de 100 MWh/an, la CREG recommande à des fins de transparence que les contrats prévoient cette séparation.

#### 3.2.2.3. Composante distribution (T4)

Cette composante varie en fonction des zones de distribution. Comme pour un client T2, elle se compose d'une redevance fixe et d'un terme variable. Le tarif de distribution moyen pour une consommation standard de 2.500.000 kWh est de l'ordre de 3,2 €/MWh.

#### 3.2.2.4. Composante surcharges (T4)

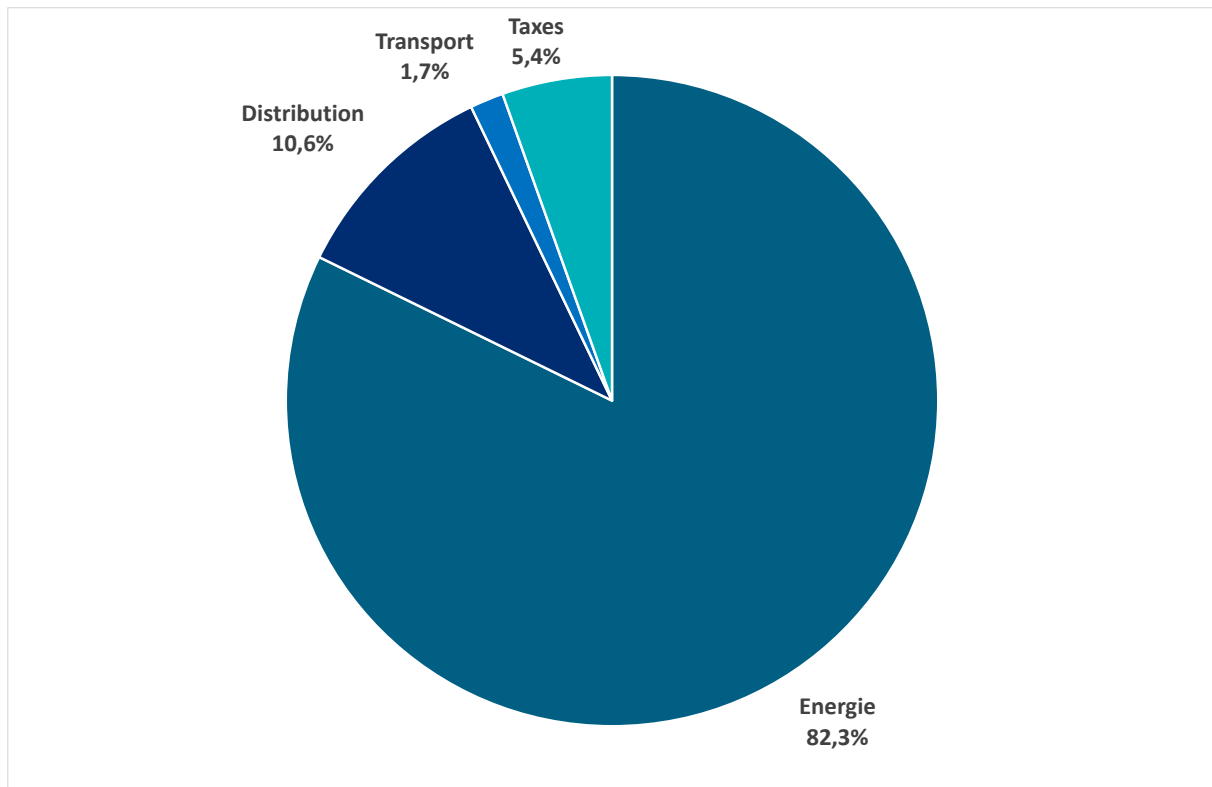
Les surcharges au niveau fédéral en 2021 sont, sauf exceptions, identiques à celles facturées aux clients résidentiels et PME, à savoir la cotisation énergie (0,9978 €/MWh) et la cotisation fédérale (0,6482 €/MWh). La somme de ces surcharges au niveau national est donc de 1,65 €/MWh en 2021.

A cela s'ajoute la redevance de raccordement en Wallonie qui est de 0,06 €/MWh pour un volume compris entre 1 et 10 GWh/an.

#### 3.2.2.5. Décomposition du prix (T4)

La composante énergie (82,3 % du total hors TVA) demeure de loin la plus importante dans le prix total. Le graphique ci-après présente la décomposition du prix HTVA pour un client professionnel de 2.500.000 kWh. Plus le volume augmente, plus la partie énergie est prépondérante.

Graphique 9: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client T4 en 2021 (prix HTVA)

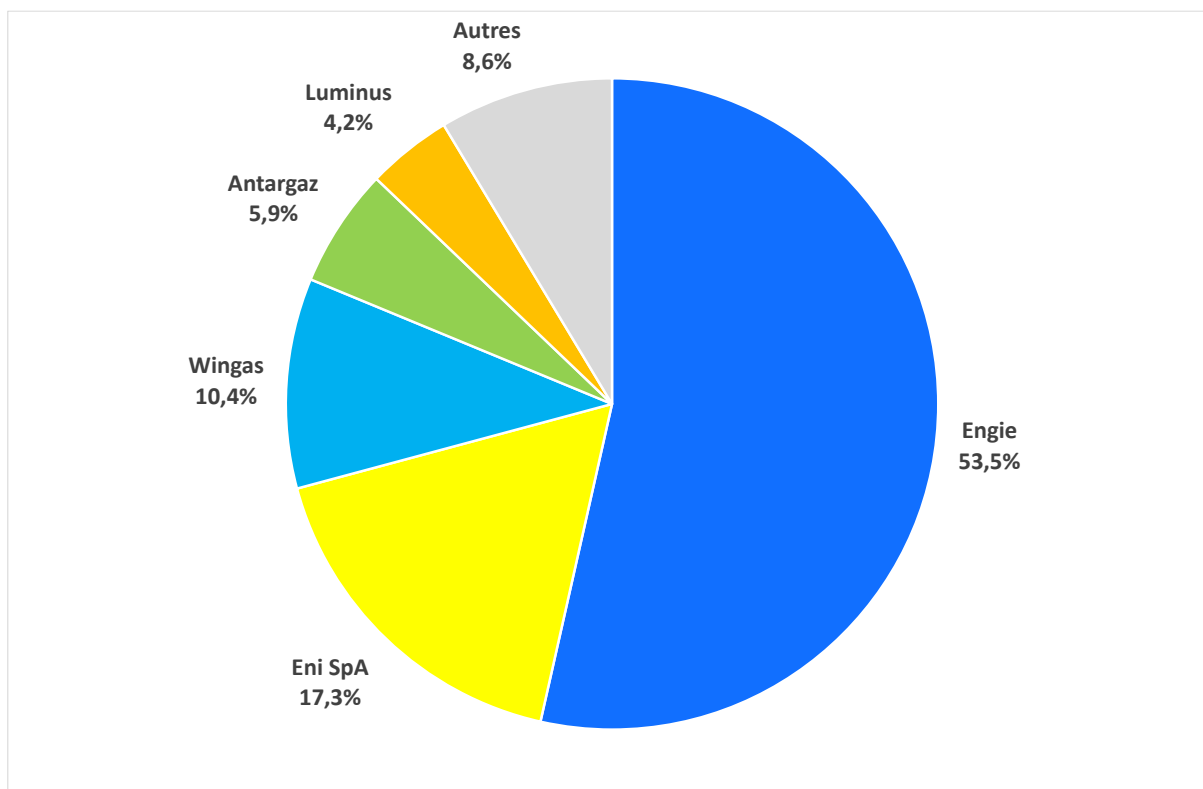


#### 3.2.3. **Vente aux industries > 10 GWh/an (T6)**

Les principaux acteurs sur ce marché sont Engie Electrabel, Eni SpA Belgium Branch et Wingas. La fourniture à la clientèle industrielle de plus de 10 GWh sur le réseau de distribution représente 21 TWh et 530 points de fourniture. Sur ce segment, Engie Electrabel détient quasiment la moitié du marché.



Graphique 10: Parts de marché en 2021 sur base du volume fourni aux clients industriels distribution T6 gaz naturel avec un volume de consommation annuel supérieur à 10 GWh/an (23,5 TWh)



### 3.2.3.1. Composante énergie (T6)

Les données récoltées dans le cadre de l'enquête annuelle auprès des fournisseurs comportent nettement plus de détails sur les clients de plus de 10 GWh/an par rapport aux clients résidentiels et aux clients professionnels situés sous le seuil précité.

#### **Type d'offres (indexée / fixe)**

Les offres se répartissent comme suit sur le segment T6 :

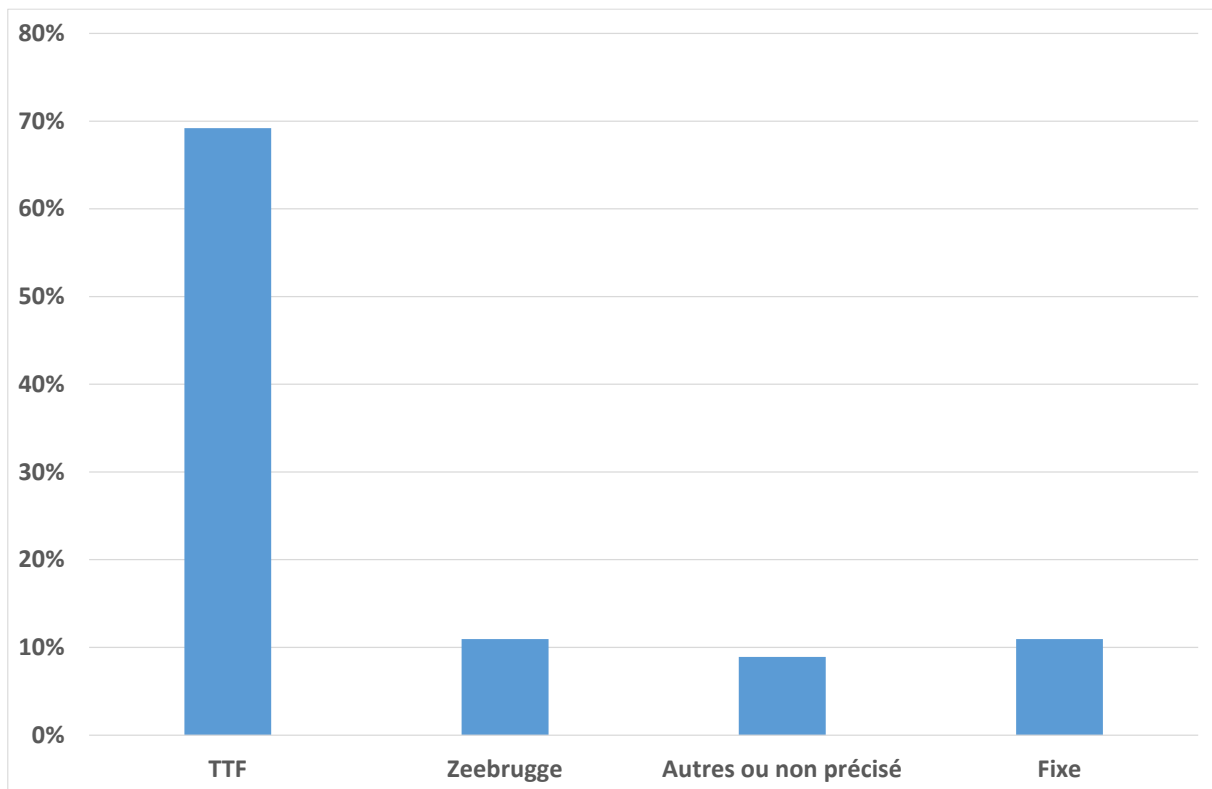
- prix variable indexé sur les cotations pétrolières : 0 % (0 % un an auparavant) ;
- prix variable indexé sur les cotations gazières : 89 % (87 % un an auparavant) ;
- prix fixe : 11 % (13 % un an auparavant).

Dans certains cas, la formule de vente est une formule hybride (mixte prix fixe / prix indexé). Il n'y a plus d'indexation pétrolière pour ce segment.

En 2021, l'indexation sur base de la cotation gazière TTF est la plus utilisée avec près de 70 % des contrats. Les cotations gazières Zeebrugge<sup>11</sup> sont utilisées dans un peu plus de 10 % des contrats. En 2020, on relevait encore une répartition plus ou moins identique entre TTF et Zeebrugge. Le graphique suivant illustre les différents types d'indexation dans les contrats de vente à la clientèle T6.

<sup>11</sup> Celle-ci recouvre différentes appellations telles que ZEE, Zeebrugge, HUB, ZTP, ZBH.

Graphique 11: Cotations utilisées dans les contrats industriels gaz naturel à offres indexées pour les clients industriels distribution de plus de 10 GWh (T6)

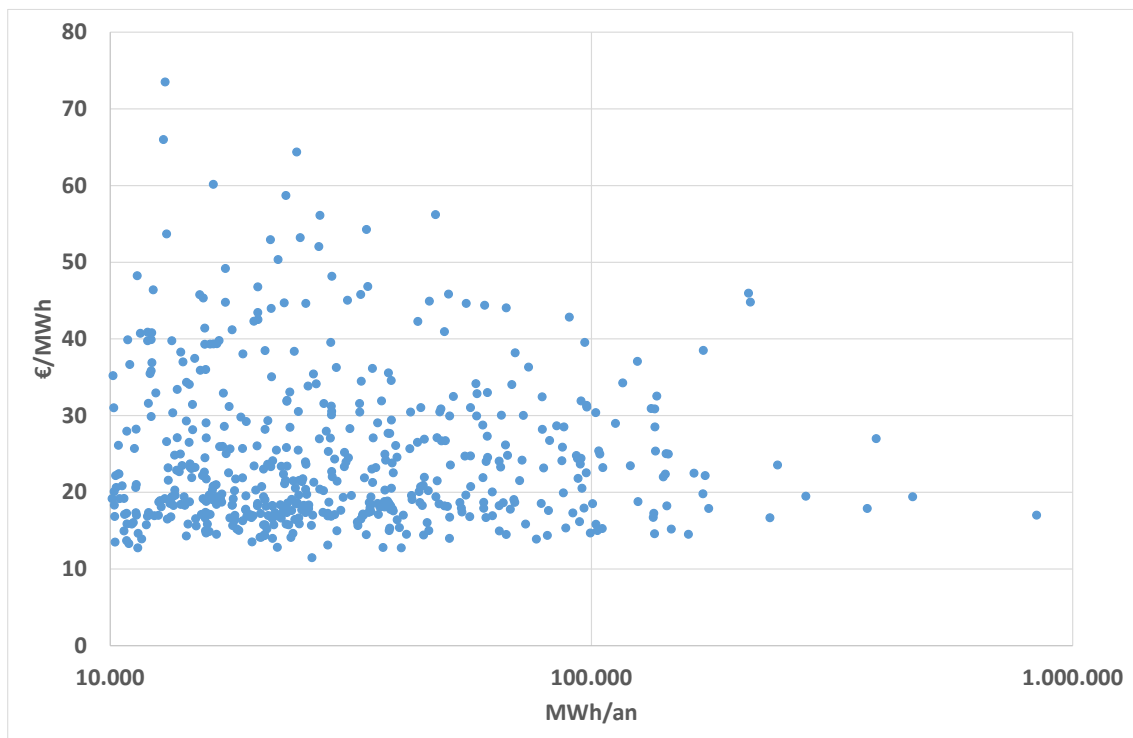


### ***Niveau de prix***

Les prix sur le segment T6 sont des prix négociés entre acheteur et fournisseur. Le prix de vente moyen pondéré pour la partie énergie se situe à 24,1 €/MWh en 2021 (contre 18,2 €/MWh en 2020 donc en hausse de près de 6 €/MWh sur un an). Il existe cependant des écarts importants entre les prix les plus bas (11,5 €/MWh) et les prix les plus élevés (73,5 €/MWh). Ces différences s'expliquent notamment par le moment de la conclusion du contrat, surtout pour les contrats à prix fixe, et par la marge brute de vente du fournisseur.

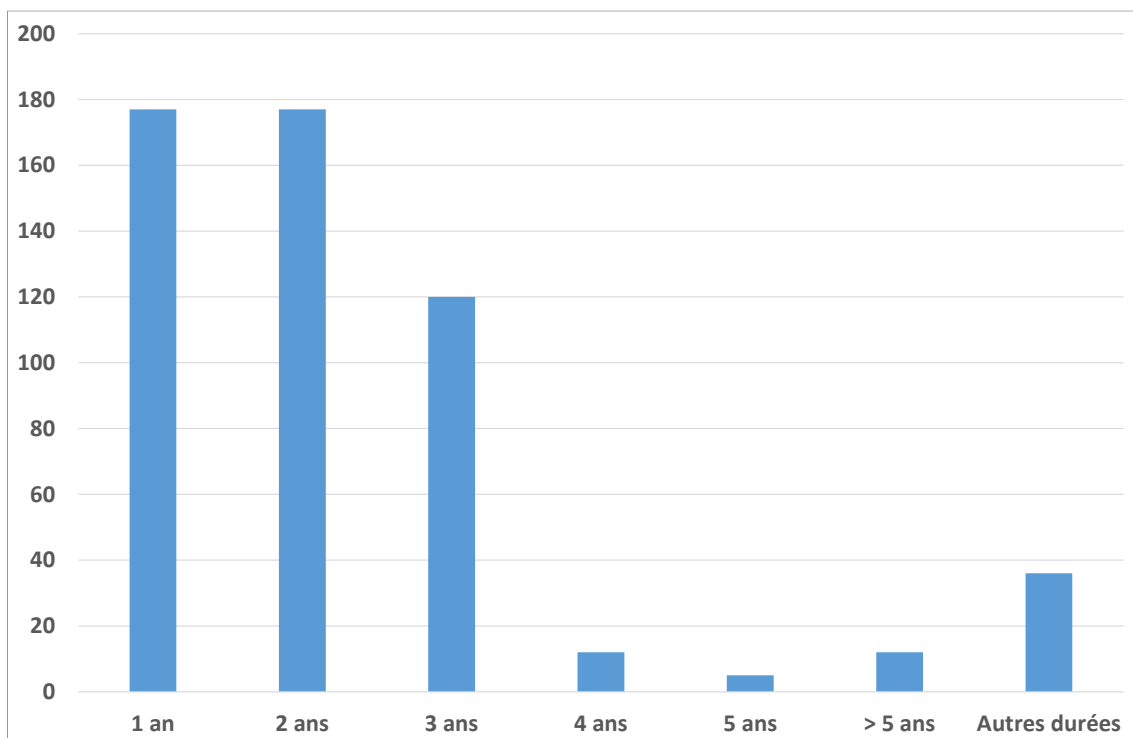
Ces prix sont à mettre en relation avec les prix d'importation et avec les prix de revente à la clientèle grands clients qui sont généralement inférieurs aux prix de revente appliqués pour la clientèle retail.

Graphique 12: Dispersion des prix énergie (en €/MWh) et volumes (en MWh) des clients industriels distribution T6 gaz naturel consommant plus de 10 GWh/an en 2021 (échelle semi-logarithmique)



### **Durée des contrats**

Graphique 13: Durée des contrats, clientèle industrielle T6 distribution en 2021



Deux contrats sur trois contrats ont une durée de 12 ou 24 mois. La durée moyenne des contrats tous fournisseurs confondus est de 26 mois. Le contrat le plus long a une durée de 15 ans.

### 3.2.3.2. Composante transport (T6)

Pour les clients T6, le transport était facturé à un niveau moyen de 0,7 €/MWh en 2020. Dans un nombre limité de cas, on relève une facturation conjointe énergie et transport. La CREG rappelle qu'il convient d'éviter cette facturation conjointe afin de parvenir à la plus grande transparence possible de la facturation.

### 3.2.3.3. Composante distribution (T6)

Cette composante varie suivant les zones de distribution. La composante distribution pour un client T6 est exprimée sur base principalement capacitaire tenant compte du profil de prélèvement du client. En moyenne, elle s'élève également à un montant de 0,5 €/MWh en 2021.

### 3.2.3.4. Composante surcharges (T6)

Les surcharges dues par les clients T6 sont en moyenne de 0,85 €/MWh. Elles se composent de la cotisation énergie et de la cotisation fédérale.

Concernant la cotisation énergie, on relève trois catégories :

- 0 €/MWh, donc une exonération totale pour les entreprises de certains secteurs intensifs en énergie ;
- 0,54 €/MWh pour les entreprises avec accord de branche ;
- 0,9978 €/MWh également pour les autres clients.

Concernant la cotisation fédérale (0,6482 €/MWh pour le client final en 2021), il existe une dégressivité et un plafond<sup>12</sup>, voir notamment <http://www.creg.be/fr/professionnels/fourniture/cotisation-federale>.

Lorsqu'un volume de gaz naturel supérieur à 20 GWh/an est fourni à un site de consommation pour usage professionnel, la cotisation fédérale applicable à ce client final était diminuée comme suit en 2021, sur la base de sa consommation annuelle :

- 1) pour la tranche entre 20 GWh/an et 50 GWh/an : de 15 % ;
- 2) pour la tranche entre 50 GWh/an et 250 GWh/an : de 20 % ;
- 3) pour la tranche entre 250 GWh/an et 1.000 GWh/an : de 25 % ;
- 4) pour la tranche supérieure à 1 000 GWh/an : de 45 %.

Le plafond légal est calculé sur base des prélèvements par année calendrier. Par site de consommation et par an, la cotisation fédérale s'élevait à 750.000 € au maximum en 2021. Pour pouvoir bénéficier de cette dégressivité et de ce plafond, l'utilisateur final devait avoir souscrit un accord de branche.

Les producteurs d'électricité, en ce compris les cogénérations, étaient dispensés de la cotisation fédérale gaz naturel.

---

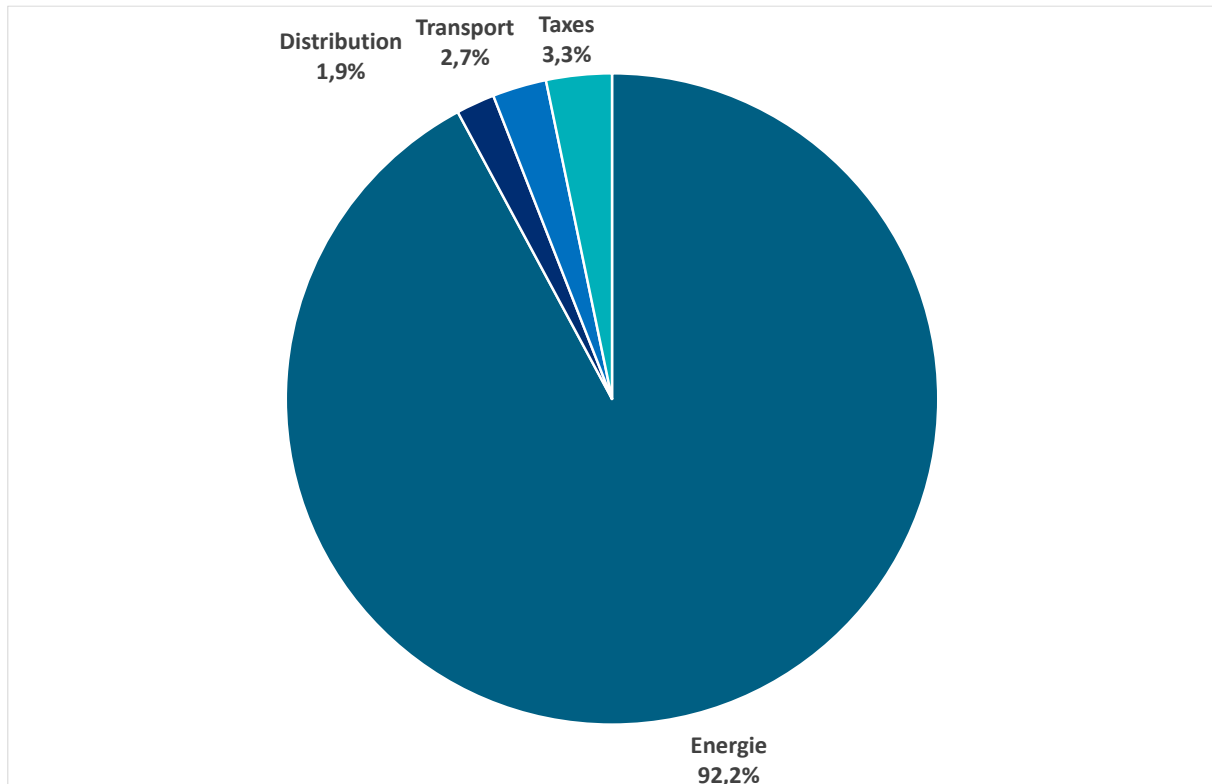
<sup>12</sup> Ceci a été institué par l'arrêté royal du 2 avril 2014 établissant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel.

A cela s'ajoute la redevance de raccordement en Wallonie qui est de 0,03 €/MWh pour un volume supérieur à 10 GWh/an.

### 3.2.3.5. Décomposition du prix (T6)

La composante énergie (92,2 % pour un client T6) est de fait la plus importante dans le prix total pour ce qui concerne le réseau de distribution. Le graphique ci-après présente la décomposition du prix HTVA pour un client T6 moyen.

Graphique 14: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client industriel T6 distribution en 2021 (prix HTVA)



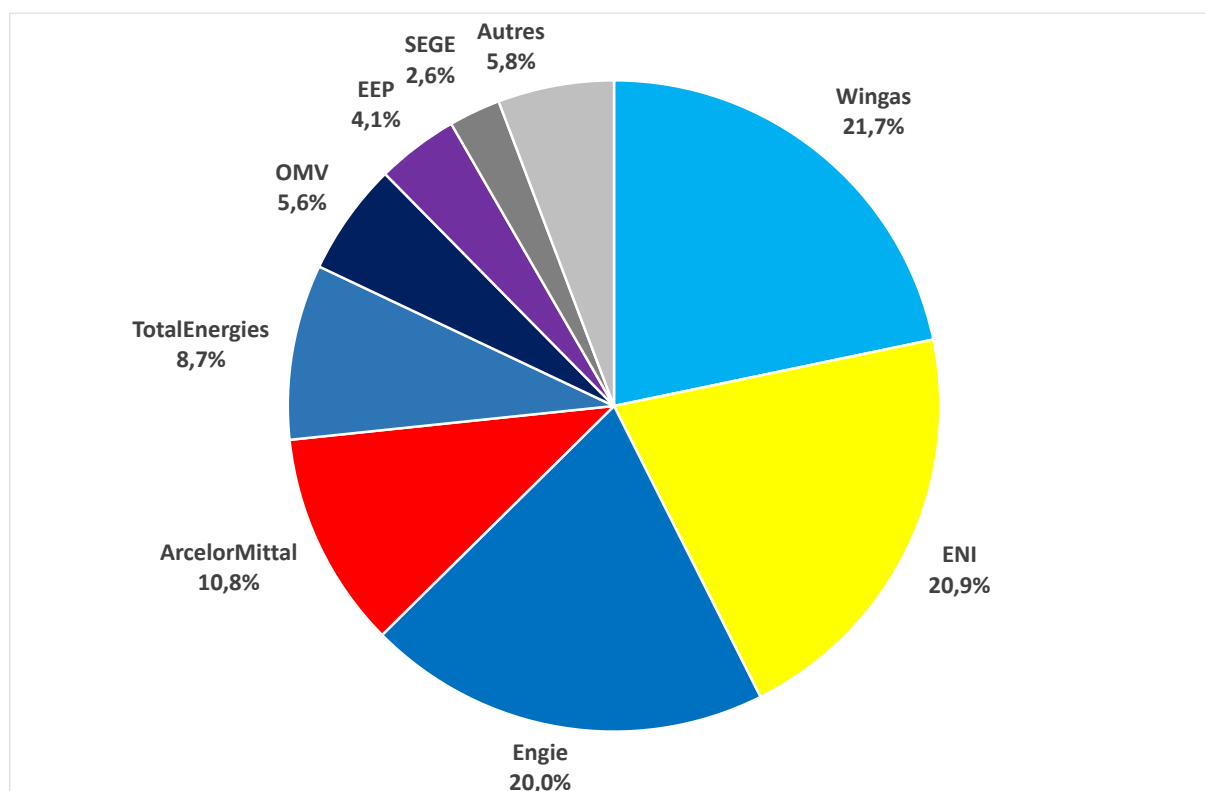
## 3.3. Vente aux industries sur le réseau de transport

18 fournisseurs interrogés ont répondu avoir fourni du gaz naturel à 146 grands clients industriels pour 187 sites au total sur le réseau de transport en 2021.

Il est tenu compte des classifications de clientèle établies par Fluxys Belgium. Dans leur reporting, certains fournisseurs ont considéré comme clients industriels des clients catégorisés par Fluxys Belgium en tant que centrales électriques. Afin d'assurer la cohérence des données par rapport à celles publiées par Fluxys Belgium et Synergrid, la CREG suit les catégorisations établies par Fluxys Belgium et réalloue les volumes de certains sites situés sur le réseau de transport. Un nombre important de sites industriels disposant de cogénérations sont imputés par Fluxys Belgium dans la catégorie « centrales électriques » et non dans la catégorie « clients industriels ». Cela a pour effet une baisse du volume imputé aux industries et une hausse du volume imputé aux centrales électriques.

Les parts de marché présentées ci-dessous ont trait à la fourniture sur le réseau de transport de Fluxys Belgium pour la clientèle industrielle.

Graphique 15: Parts de marché en 2021 sur base du volume *fourni* aux clients industriels sur le réseau de transport gaz naturel (de Fluxys Belgium) avec un volume de consommation annuel supérieur à 10 GWh/an (47 TWh)



Les principaux acteurs sur ce marché sont Wingas, Eni SpA et Engie Electrabel avec chacun environ 20% de part de marché. On relève également la présence de filiales énergétiques de sociétés actives dans la métallurgie et la pétrochimie (ArcelorMittal, TotalEnergies et SEGE Air Liquide). Il convient de souligner que suivant les sous-catégorisations opérées par Fluxys Belgium, au sein du volume industriel de 46,6 TWh, un volume de 43,6 TWh est relatif à une consommation industrielle en tant que telle et un volume de 3 TWh est relatif à une consommation en tant que cogénération<sup>13</sup>.

### 3.3.1. Composante énergie (direct)

#### **Type d'offres (indexée / fixe)**

En ce qui concerne les types d'indexation, la CREG a calculé qu'en 2021 :

- 1) 1,7 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations pétrolières (0,6% en 2020) ;
- 2) 88,2 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations gazières (83 % en 2020) ;
- 3) 10,1 % des clients ont un prix fixe dans leur contrat (16,4 % en 2020).

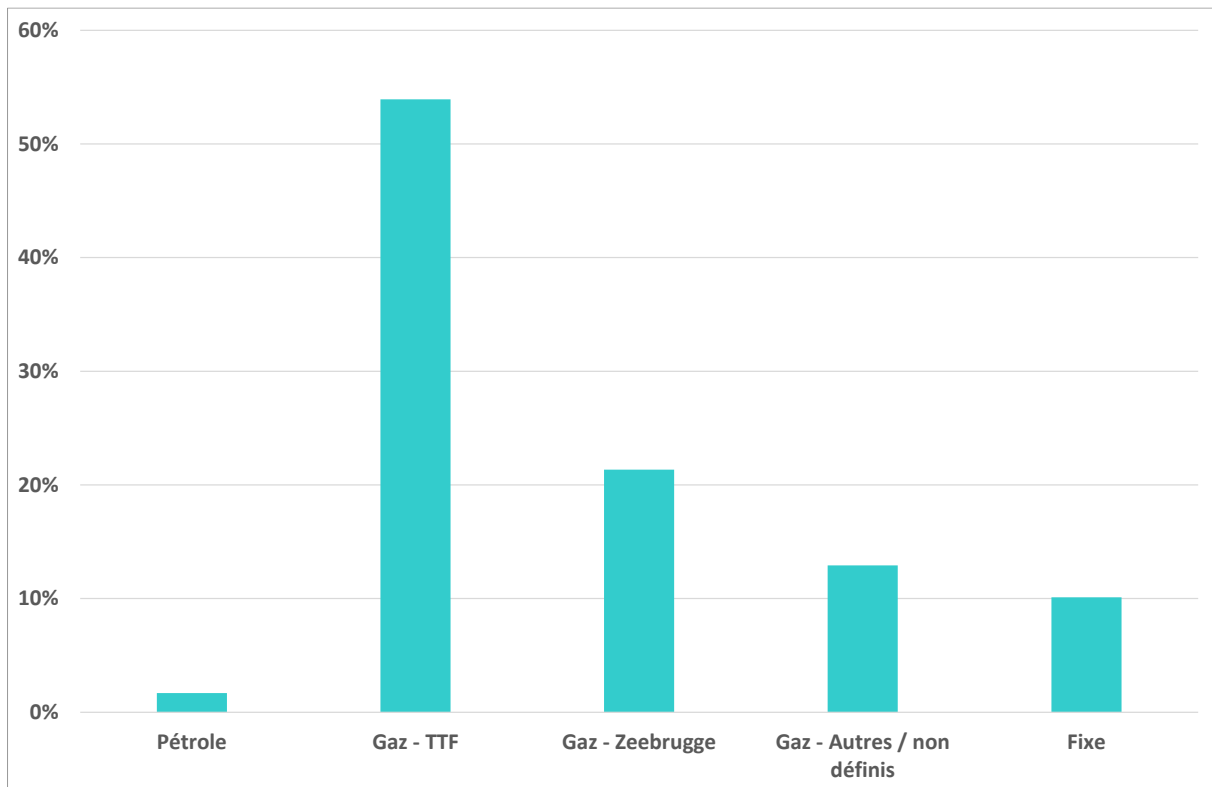
Ces proportions évoluent chaque année. D'une manière générale, la CREG a observé depuis 2008 une augmentation du nombre de contrats indexés sur les prix du gaz (Zeebrugge, TTF) corrélée à une

<sup>13</sup> Il existe également un volume de cogénération alloué par Fluxys Belgium dans la catégorie « Centrales électriques ».

diminution voire une quasi-disparition de ceux indexés sur le prix des cotations pétrolières (GOL, HFO ou Brent). La figure ci-après donne le détail des indexations pour l'année 2021.

Le graphique 12 reprend les cotations reprises dans les contrats industriels. La cotation néerlandaise TTF est utilisée dans plus de 50 % des contrats sur le marché belge. La cotation belge Zeebrugge est utilisée dans plus de 20 % des contrats. D'autres cotations gazières et/ou non précisées sont utilisées dans un peu plus de 10 % des contrats. Un peu plus de 10 % des contrats sont à prix fixe et près de 2% des contrats utilisent des cotations pétrolières HFO (Heavy Fuel Oil) et GOL (Gasoil).

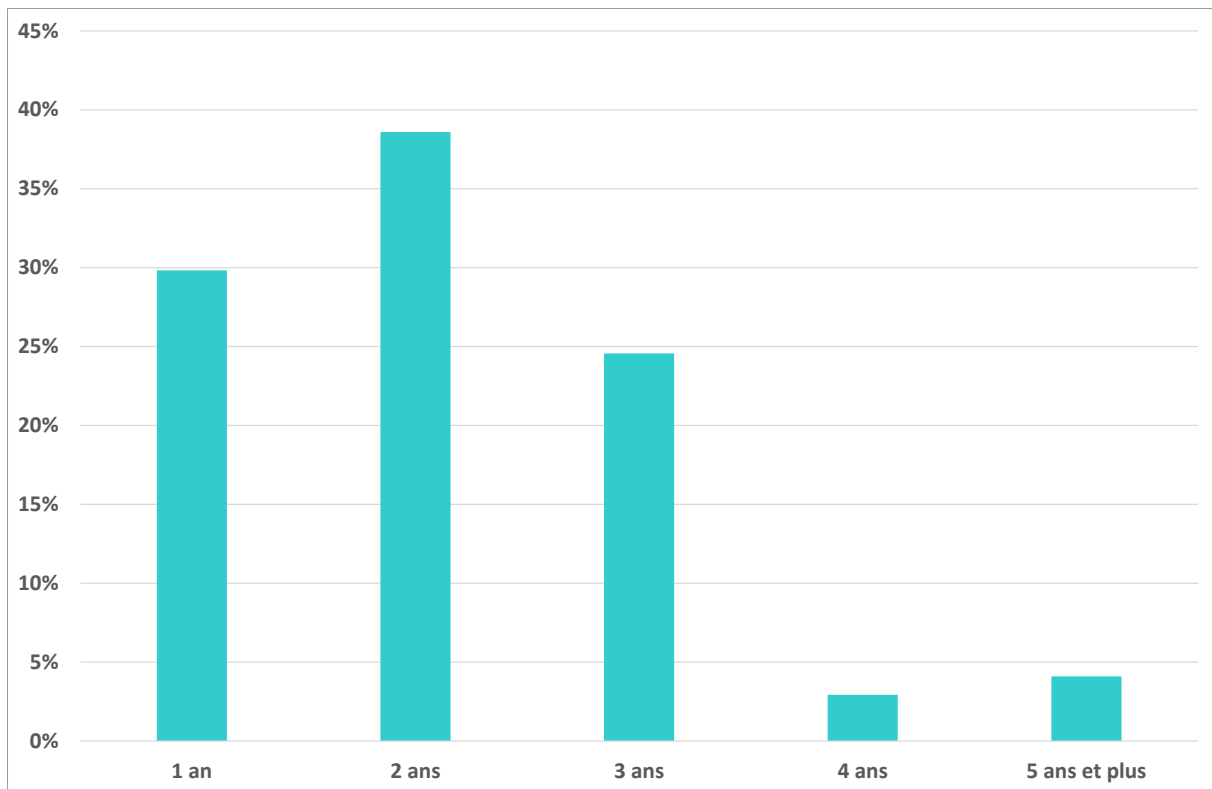
Graphique 16: Cotations utilisées dans les contrats de gaz naturel à offres indexées pour les clients industriels transport



### ***Durée des contrats***

En 2021, les contrats de fourniture d'une durée de deux ans sont les plus courants avec 39 % des cas, devant les contrats d'un an qui représentent 30 % du total et les contrats de trois ans qui représentent 25 %. Environ 4 % des contrats ont une durée supérieure à 5 ans. Seuls 2 fournisseurs sur le marché proposent des contrats d'une telle durée à leur clientèle industrielle. Le contrat le plus long actuellement en cours a une durée de 17 ans. La figure ci-après reprend les contrats en fonction de leur durée.

Graphique 17: Contrats de vente de gaz naturel aux industriels transports étudiés en fonction de leur durée (en années)

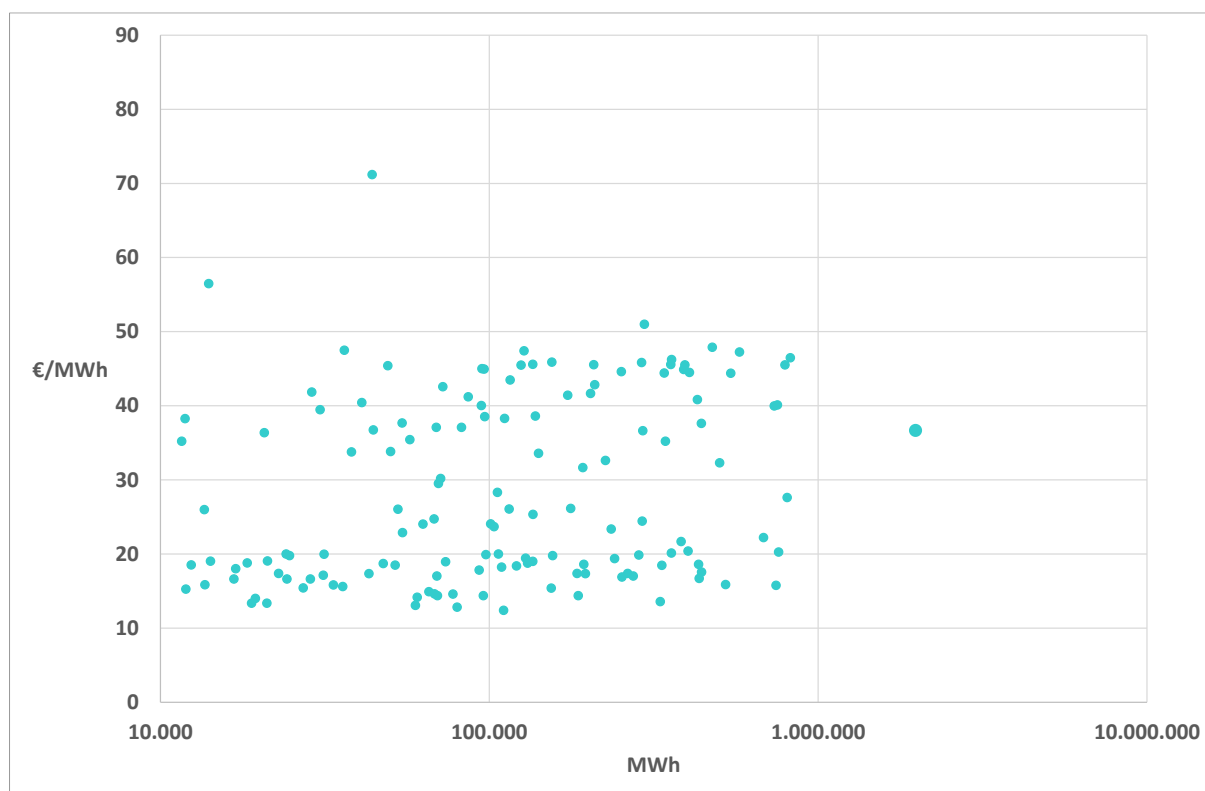


### ***Niveau de prix***

Les prix de l'énergie facturés en 2021 à ces clients industriels étaient en moyenne de 33,5 EUR/MWh et se situaient dans une fourchette comprise entre 12,4 et 71,2 EUR/MWh. Au sein de ce groupe, la corrélation entre le volume consommé et le prix obtenu est faible voire inexistante. Les clients industriels consommant au moins 1 TWh/an ont ainsi obtenu un prix moyen pondéré supérieur de 3 EUR/MWh au prix moyen industriel du marché belge, mais ce constat varie d'une année à l'autre. Pour des raisons de confidentialité, les clients industriels consommant plus de 1 TWh/an sont regroupés en un point médian qui se situe à la droite du graphique.



Graphique 18: Dispersion des prix énergie (en €/MWh) et volumes (en MWh) des clients industriels transport gaz naturel consommant plus de 10 GWh/an en 2021 (échelle semi-logarithmique)



### 3.3.2. Composante transport (direct)

Le prix du transport est facturé séparément pour les clients directs et atteint en moyenne 0,5 €/MWh. Un client ayant un profil de prélèvement relativement stable tout le long de l'année paiera naturellement moins qu'un client avec un profil de prélèvement variant fortement.

### 3.3.3. Composante surcharges (direct)

Les surcharges dues par les clients directs sont en moyenne de 0,6 €/MWh. Elles se composent de la cotisation énergie et de la cotisation fédérale.

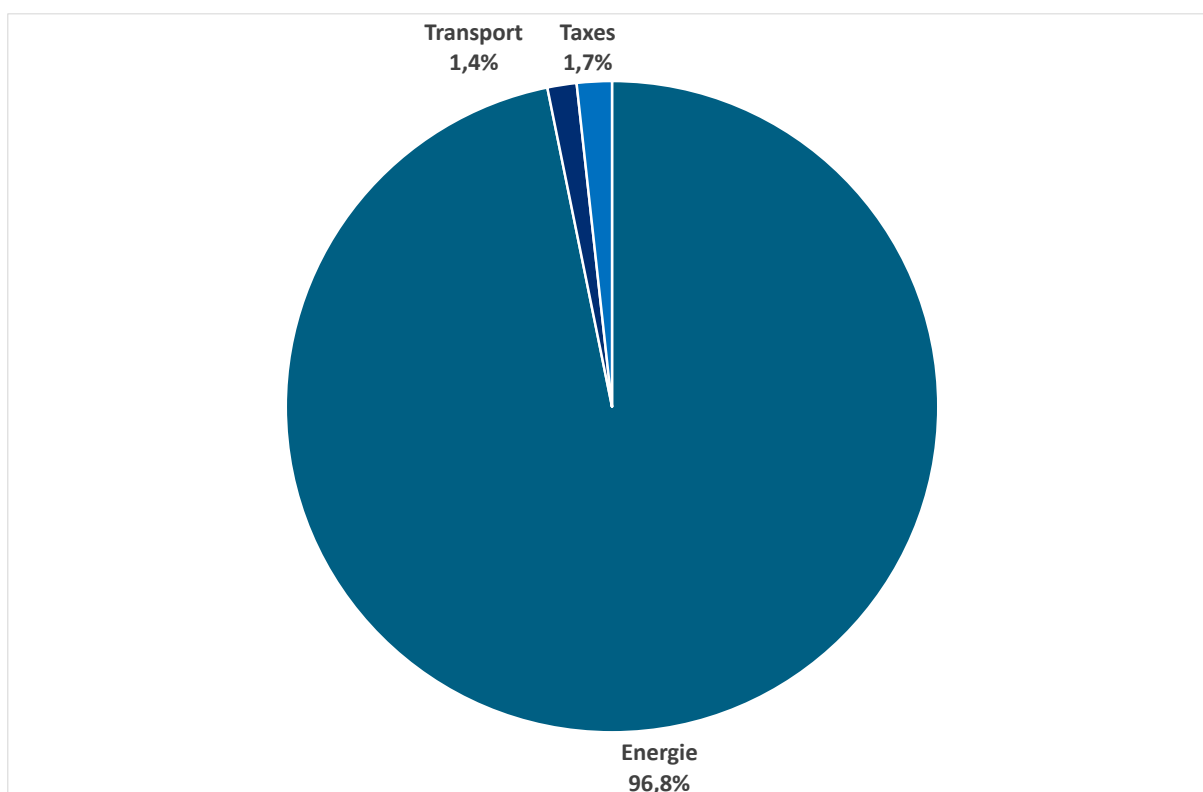
Etant donné la similitude sur ce point avec le segment T6 (clientèle industrielle distribution), le lecteur est renvoyé au point 3.2.3.4. pour plus d'explications sur les surcharges.

Etant donné le principe de dégressivité, un client industriel transport (dont la consommation moyenne est de 300 GWh/an) paie proportionnellement moins qu'un client industriel T6 (dont la consommation moyenne est environ dix fois moindre).

### 3.3.4. Décomposition du prix (direct)

La composante énergie (96,8 % pour un client direct) est de fait la plus importante dans le prix total. Le graphique ci-après présente la décomposition du prix HTVA pour un client direct avec un profil situé dans la moyenne.

Graphique 19: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client direct transport en 2021 (prix HTVA)



### 3.4. Estimation des marges brutes de fourniture

Pour définir les marges brutes de vente, il est uniquement tenu compte de l'achat et la vente de la molécule. On ne tient pas compte de l'ensemble des autres coûts des entreprises gazières, tels que les coûts administratifs et salariaux.

#### 3.4.1. Marge brute de vente sur la clientèle distribution

##### 3.4.1.1. Marché résidentiel et PME (T2)

Pour le marché résidentiel (64,5 TWh), les marges varient fortement d'un fournisseur à l'autre, allant de 0 €/MWh à 8 €/MWh. Dans ce segment, les marges sont les plus importantes même en tenant compte des éventuels coûts de flexibilité imputés à cette clientèle résidentielle. La marge brute pour cette clientèle est donc le résultat de l'opération : vente - achat (*commodity* et flexibilité).

Globalement, en tenant compte d'une pondération par les volumes, la marge brute de vente moyenne pour le marché résidentiel est de 4 €/MWh en 2021 (contre plus de 8 €/MWh en 2020). Le prix de vente moyen est de 31,1 €/MWh alors que le prix moyen d'achat pour cette clientèle est de 27,1 €/MWh.

Les écarts de prix entre les fournisseurs les plus chers et les moins chers restent importants. La CREG conseille de faire un choix pertinent et de comparer les offres des nombreux fournisseurs sur le marché.

#### 3.4.1.2. Marque brute sur le marché professionnel (T4)

Sur le marché des entreprises T4-T5 (consommant entre 1 et 10 GWh/an), la marge brute *commodity* varie de 0 à 2,5 €/MWh suivant les fournisseurs.

Globalement, en tenant compte d'une pondération par les volumes, la marge moyenne pour le marché T4-T5 est de 0,2 €/MWh en 2021 (contre environ 4 €/MWh en 2020). Le prix de vente moyen est de 24,9 €/MWh alors que le prix moyen d'achat pour cette clientèle est de 24,7 €/MWh.

Le volume de ce segment est de 14 TWh.

#### 3.4.1.3. Marque brute sur le marché industriel (T6)

Sur le marché des grands clients industriels T6 (consommant plus de 10 GWh/an), la marge brute *commodity* varie de -1 à 8 €/MWh suivant les fournisseurs.

Les marges *commodity* sont en moyenne de 0,1 €/MWh sur ce segment industriel en 2021 (même niveau qu'en 2020). Le prix de vente moyen est de 24,1 €/MWh alors que le prix moyen d'achat pour cette clientèle est de 24 €/MWh.

Le volume de ce segment est de 23,5 TWh.

En 2021, les marges brutes moyennes de vente pour la *commodity* (coûts de flexibilité inclus) en distribution sont donc :

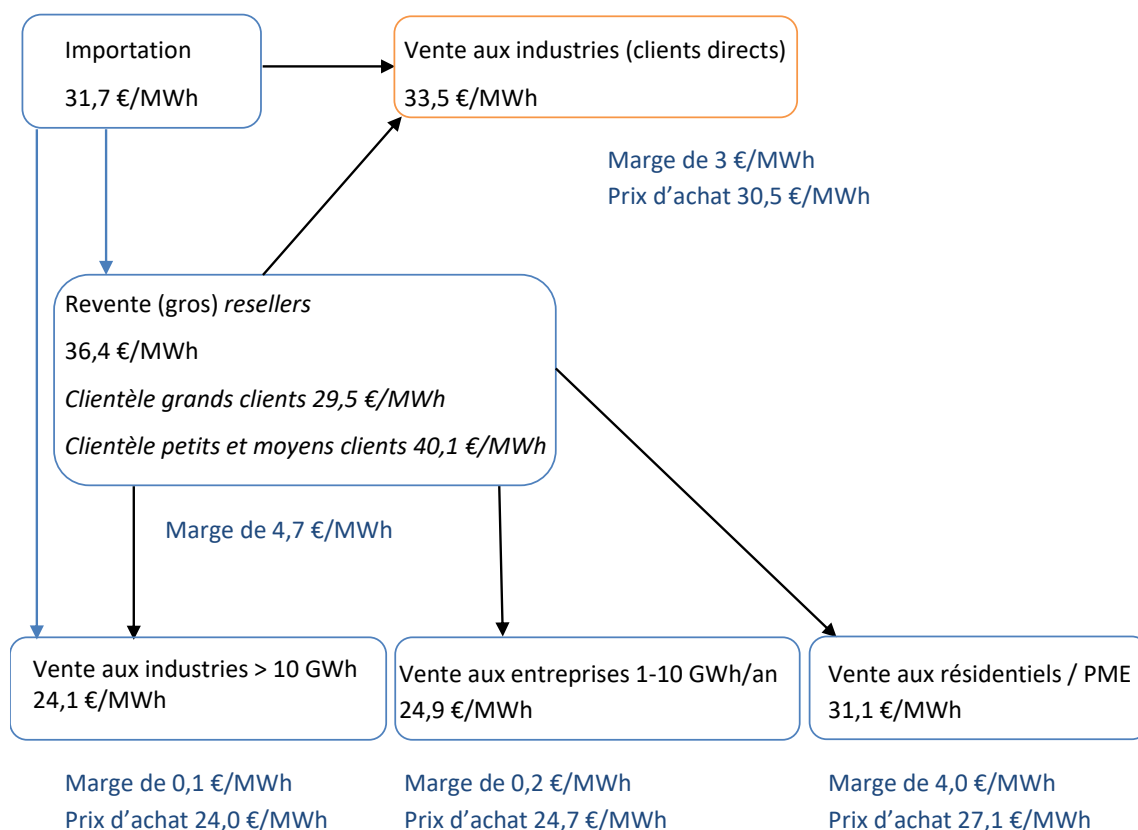
- de 4 €/MWh pour la fourniture des clients résidentiels et PME ;
- de 0,2 €/MWh pour la fourniture de la clientèle professionnelle entre 1 et 10 GWh/an ;
- de 0,1 €/MWh pour la fourniture des grands clients industriels (plus de 10 GWh/an).

#### 3.4.2. **Marge brute de vente sur la clientèle transport**

Sur le marché des clients directs Fluxys Belgium, la marge brute *commodity* varie également suivant les fournisseurs.

Les marges *commodity* sont en moyenne de 3 €/MWh sur la clientèle industrielle transport en 2021. Le prix de vente moyen est de 33,5 €/MWh alors que le prix moyen d'achat est de 30,5 €/MWh. De manière singulière, les prix d'achat et de vente pour la clientèle industrielle transport étaient supérieurs à ceux de la clientèle distribution.

Graphique 20: Flow chart (aperçu) général des prix moyens et des marges brutes moyennes de revente (gros) et de fourniture pour l'ensemble du marché en 2021



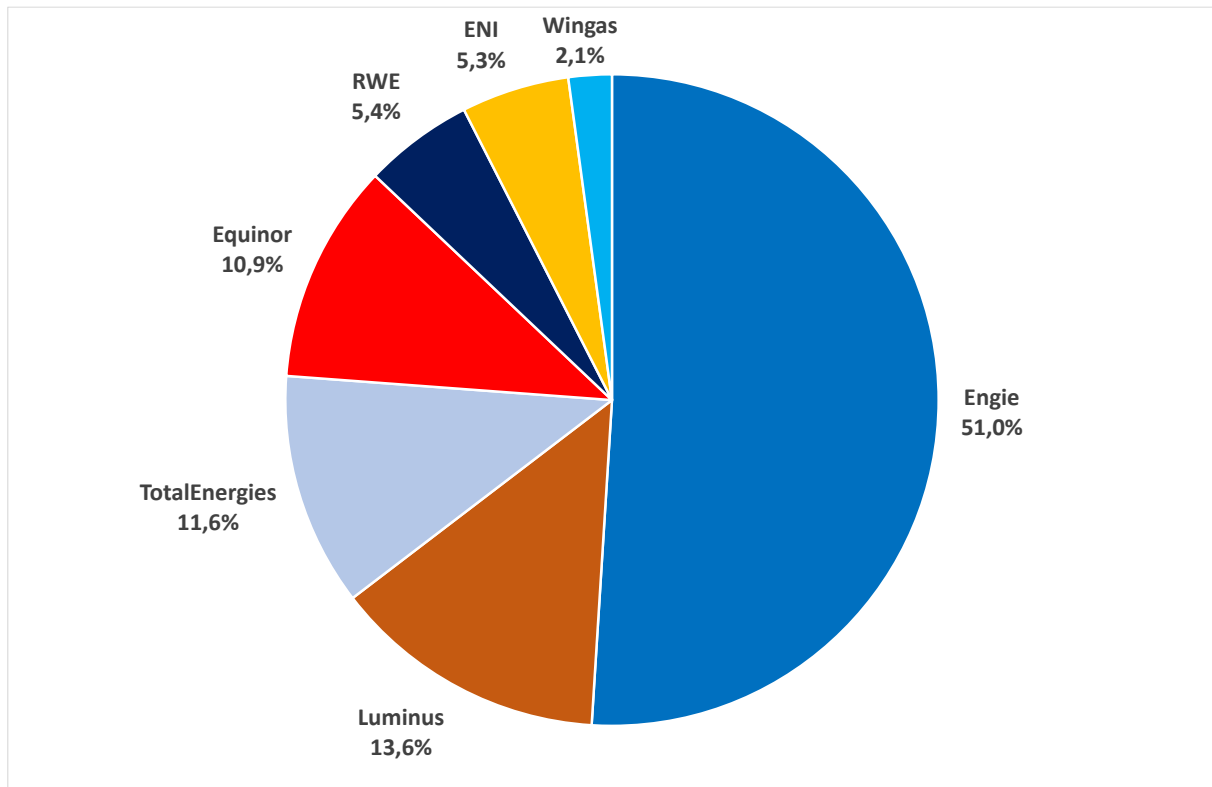
**Remarque importante :** Les prix d'achat des fournisseurs comprennent le plus souvent une couverture de *hedging* pour couvrir les ventes à prix fixe. Ceci combiné à la forte volatilité observée à partir de la fin 2021 explique le niveau inférieur des prix (d'achat et de vente) sur le segment de la distribution par rapport au transport. Les prix en distribution étaient en partie fixe alors que les prix en transport sont à 90 % des prix variables. Cela explique également pourquoi ces prix sont exceptionnellement inférieurs au prix de gros.

## 4. LIVRAISON AUX CENTRALES ÉLECTRIQUES

La livraison de gaz naturel aux centrales électriques représentait 42 TWh en 2021. Une partie du volume des industries - cogénérations incluses - a été allouée à la catégorie « Centrales électriques » par Fluxys Belgium.

Quatre *shippers* sur le marché ont une part de marché supérieures à 10 %. Il s'agit bien entendu des entreprises productrices d'électricité comme Engie Electrabel et Luminus mais également TotalEnergies et Equinor.

Graphique 21: Parts de marché en 2021 sur base du volume de gaz naturel livré à la catégorie « centrales électriques » (42 TWh) - point de vue *shipper*

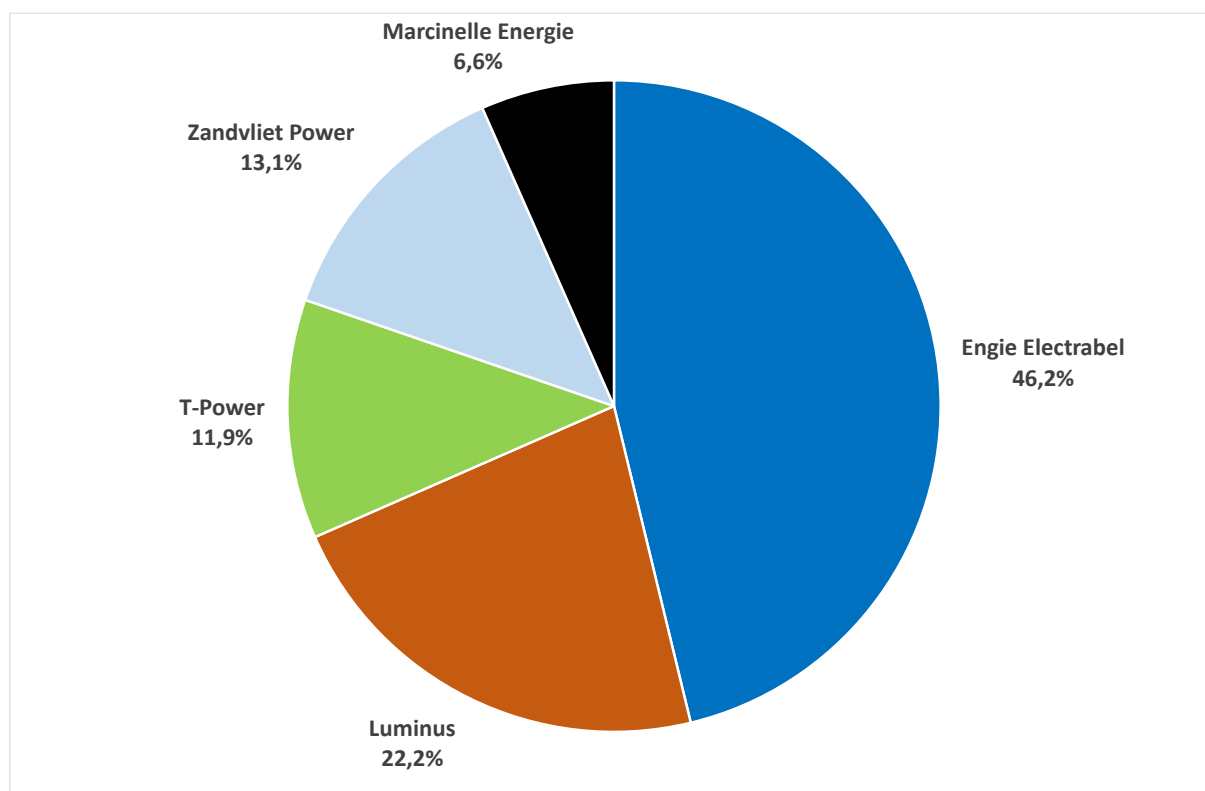


La catégorie « centrales électriques » se subdivise en trois sous-catégories :

- centrales électriques en tant que telle pour 25,5 TWh ;
- cogénérations pour 11,5 TWh ;
- industries pour 5 TWh.

Si l'on se limite aux centrales électriques en tant que telles, les parts de marché sont telles que reprises au graphique 23 ci-après. Pour ce graphique, on considère le point de vue de l'exploitant de la centrale (qui n'est pas nécessairement le fournisseur du gaz).

Graphique 22: Parts de marché en 2021 sur base du volume de gaz naturel livré à la sous-catégorie « centrales électriques » en tant que telles (25,5 TWh) - point de vue exploitant



Vu que les centrales électriques au gaz naturel appartiennent principalement à des groupes énergétiques intégrés, la détermination d'une marge brute de revente du gaz naturel s'avère peu pertinente sur ce segment.

## 5. CONCLUSIONS

### 5.1. Au niveau des parts de marché

Le marché belge du gaz naturel se caractérise, année après année, par une forte concurrence. Le nombre de sociétés titulaires d'une autorisation de fourniture fédérale et/ou régionale et ayant effectivement livré du gaz naturel en Belgique est de 40.

La fourniture aux clients sur le réseau de distribution est dominée par Engie Electrabel (plus 40 % de part de marché) suivi par Luminus (environ 15 % de part de marché). Les parts de marché des fournisseurs historiques restent relativement stables voire augmentent sur ce segment en 2021 :

- Sur le marché résidentiel et PME < 1 GWh/an (64,5 TWh), la part de marché du principal fournisseur Engie Electrabel représente un peu plus de 35 % des ventes en volume. Luminus a un peu moins de 20 % de ce marché. On retrouve ensuite TotalEnergies avec plus de 10 % de part de marché, suivi par Eneco et Mega entre 5 et 10 %.
- Sur le segment de la fourniture aux entreprises entre 1 et 10 GWh/an (14 TWh), la part de marché d'Engie Electrabel est de 45 %. On retrouve ensuite TotalEnergies et Luminus avec chacun une part de marché d'environ 10 %, suivi par Eneco, Eni et VEB avec 7 à 8 %.

- Sur le segment de la fourniture aux entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution (23,5 TWh), Engie Electrabel a près de plus de 50 % de part de marché. On retrouve ensuite Eni avec près de 20 % et Wingas avec environ 10 %.

La fourniture aux clients industriels sur le réseau de transport<sup>14</sup> (46 TWh) se partage entre Wingas, Eni et Engie Electrabel avec chacun environ 20 % de part de marché. On trouve ensuite ArcelorMittal et TotalEnergies avec chacun environ 10 %. Sur ce segment de marché, des grands groupes industriels (TotalEnergies, ArcelorMittal, Air Liquide) se chargent eux-mêmes de la fourniture de gaz naturel pour leurs activités propres (raffinage, métallurgie, chimie).

Concernant la livraison de gaz naturel à la catégorie « centrales électriques » (42 TWh), 25,5 TWh relèvent des centrales électriques en tant que telles et 16,5 TWh relèvent des sites industriels, notamment avec cogénération. Les fournitures aux centrales électriques sont principalement assurées par Engie Electrabel avec 50 % de part de marché. Viennent ensuite Luminus, TotalEnergies et Equinor avec chacun un peu plus de 10 % de part de marché.

## 5.2. Au niveau des prix (uniquement *commodity*)

Le niveau de prix concerné est le prix de la molécule, dit aussi prix « *commodity* ». Le prix des autres composantes ne fait pas l'objet des conclusions mais est cependant abordé au troisième chapitre.

Les prix d'importation sur le marché belge du gaz naturel ont été déterminés par les achats à long terme pour environ 60 % des volumes en 2021. Les achats à court terme sur les bourses couvrent le solde.

Les cotations gazières constituent la référence dans ces contrats de long terme. Le prix moyen d'importation à long terme sur la période a été de 27,2 €/MWh. Le prix moyen d'achat sur les bourses a été quant à lui de 37,2 €/MWh. La moyenne pondérée du prix d'importation donne un montant de 31,7 €/MWh en 2021 (contre 17,5 €/MWh en 2020). Les prix d'achat sur les bourses étaient plus chers que les prix des contrats de long terme en 2021.

Les prix de revente aux fournisseurs (marché de gros) ont été en moyenne de 36,4 €/MWh en 2021. Les prix de revente en vue de la fourniture à la clientèle industrielle (29,1 €/MWh) sont inférieurs à ceux en vue de la fourniture à la clientèle résidentielle et PME (40,1 €/MWh). Concernant la distribution (clientèle résidentielle et PME), les prix de revente au sein d'un même groupe (40,4 €/MWh) sont supérieurs aux prix de revente entre entreprises sans aucun lien (38,6 €/MWh).

La marge moyenne de revente est de 4,7 €/MWh toutes entreprises et toutes catégories confondues, le prix d'importation moyen étant de 31,7 €/MWh.

Sur le marché résidentiel (< 1 GWh/an), les prix de vente des fournisseurs ont été en moyenne de 31,1 €/MWh en 2021. Le prix d'achat moyen sur ce marché étant de 27,1 €/MWh<sup>15</sup>, la marge brute moyenne de vente était de 4 €/MWh en 2021, en hausse par rapport à 2020. Les marges brutes étaient comprises entre 0 et 8 €/MWh suivant le fournisseur. Les offres à prix fixes concernent plus de six contrats résidentiels sur dix en 2021. L'année 2021 constitue la cinquième année pendant laquelle la facturation séparée de l'énergie et du transport est devenue obligatoire pour la clientèle de moins de 100 MWh/an.

---

<sup>14</sup> Voir également l'étude sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2021 <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f2410>

<sup>15</sup> Fait singulier, les prix d'achat moyen et de vente pour les fournisseurs sur le marché retail sont inférieurs aux prix d'importation et de revente en raison de la couverture de *hedging* (pour les contrats de vente à prix fixe) couplé à la forte évolution des prix de gros fin 2021.

Sur le marché des entreprises entre 1 et 10 GWh/an, les prix de vente ont été en moyenne de 24,9 €/MWh en 2021 (contre une moyenne de 20,4 €/MWh en 2020). Le prix d'achat moyen sur ce marché étant de 24,7 €/MWh, la marge brute moyenne est de 0,2 €/MWh, en baisse par rapport à 2020.

Sur le marché des entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution, les prix de vente ont été en moyenne de 24,1 €/MWh en 2021 avec des écarts compris entre 11,5 et 73,5 €/MWh (contre une moyenne de 18,6 €/MWh en 2020). Les formules à indexation gazière représentent près de 90 % des contrats. Le prix d'achat moyen sur ce marché étant de 24,0 €/MWh, la marge brute moyenne est de 0,1 €/MWh, en baisse par rapport à 2020.

Sur le marché des entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de **transport**, les prix de vente ont été en moyenne de 33,5 €/MWh en 2021 - avec des écarts compris entre 12,5 et 71 €/MWh - contre une moyenne de 11,7 €/MWh en 2020. Les formules à indexation gazière représentent 88 % des contrats sur ce marché. Le prix d'achat moyen sur ce marché étant de 30,5 €/MWh, la marge brute moyenne est de 3 €/MWh, en hausse par rapport à 2020.



Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen LOCQUET  
Président f.f. du Comité de direction



# ANNEXE

## Acteurs du marché du gaz naturel par segment

	Réseau GRD			Réseau Fluxys		Reseller
	T1-T3	T4-T5	T6	Clients directs	Centrales électriques et CHP	
Antargaz	x	x	x	x		
ArcelorMittal Energy				x		
Axpo	x	x	x	x		
Belgian Eco Energy (BEE)	x					
Bolt	x					
Coretec	x	x				x
Dats24	x					
Ebem	x					
Elegant	x					
Elexys	x	x				
Elindus	x	x	x			
Eneco	x	x	x	x		x
Energie.be	x					
Energie2030 - AECO*	x					
Energy Global Handel (EGH)						x
Engie						x
Engie Electrabel	x	x	x	x	x	x
ENI SpA Belgium Branch		x	x	x	x	x
Enovos	x	x	x	x		
Equinor				x	x	x
Essent Belgium*	x	x				
European Energy Pooling (EEP)				x		x
Getec			x			
Luminus	x	x	x	x	x	x
Mega - Power Online	x	x				
Novatek				x		
Octa+	x	x				
Powerhouse*			x	x		
RWE ST				x	x	x
Scholt	x	x	x	x		
SEGE - Air Liquide				x		
TotalEnergies Gas & Power Ltd, London, Meyrin-Geneva Branch				x	x	x
Total Energies Power & Gas Belgium SA	x	x	x			
TotalEnergies Electricité et Gaz France					x	
Trevion						
Uniper				x		
Vlaams Energie Bedrijf (VEB)	x	x	x			x
Vlaamse Energie Leverancier (VEL)*	x					
Watz*	x					
Wingas	x	x	x	x	x	x

\* Cet entreprise a entre-temps cessé ses activités de fourniture de gaz naturel en Belgique à la suite d'une reprise, d'une réorganisation judiciaire ou d'une faillite.